

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**

**Кафедра електропостачання**

«На правах рукопису»  
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Науковий керівник кафедри

\_\_\_\_\_ С.П. Денисюк

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
спеціалізації Енергетичний менеджмент та енергоефективність**

**на тему: «Керування режимами споживання електричної потужності в  
електроенергетичній системі»**

Виконала:

студентка VI курсу, групи ОН-61м

Чекамова Вікторія Вікторівна

\_\_\_\_\_

Керівник:

к.т.н., доц. Находов В. Ф.

\_\_\_\_\_

Консультант з нормоконтролю:

ас. Прокопенко І.Д.

\_\_\_\_\_

Рецензент:

\_\_\_\_\_

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації  
немає запозичень з праць інших авторів без  
відповідних посилань.

Студентка \_\_\_\_\_

Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**  
**Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою  
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
Спеціалізація «Енергетичний менеджмент та енергоефективність»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Науковий керівник кафедри

\_\_\_\_\_ С.П. Денисюк

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**

**Чекамовій Вікторії Вікторівні**

1. Тема дисертації «Керування режимами споживання електричної потужності в електроенергетичній системі»

науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Находов В. Ф.

затверджені наказом по університету від «20» березня 2018 р. №971-с

2. Термін подання студентом дисертації «18» травня 2018 року

3. Об'єкт дослідження: процеси керування режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі.

4. Вихідні дані: звіти про погодинні навантаження у літні та зимові режимні дні 2012 – 2016 років.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: обґрунтувати необхідність регулювання попиту споживачів на електричну потужність; ознайомитись із існуючими методами керування попитом споживачів на електричну потужність; дослідити ефективність економічних методів регулювання, а саме використання диференційованих за зонам доби тарифів; порівняти існуючі межі тарифних зон доби з потребами споживачів на електричну потужність, обґрунтувати доцільність та ефективність запропонованого методу керування попитом споживачів на електричну потужність, формування та вирішення оптимізаційної задачі, висновки.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1 наукова стаття у наукометричному фаховому виданні, 2 доповіді на міжнародних конференціях з публікацією тез.

8. Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9. Дата видачі завдання 12 березня 2018 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз актуальності теми та необхідності її дослідження	14.03.2018	
2	Вивчення існуючих методів керування попитом споживачів на електричну потужність	19.03.2018	
3	Аналіз та оцінка використання диференційованих за зонами доби тарифів в Україні	30.03.2018	
4	Порівняння існуючих меж доби з сучасним попитом споживачів на електричну потужність.	06.04.2018	
3	Вивчення та вдосконалення механізму адресного керування попитом споживачів на електричну потужність	18.04.2018	
4	Формування та вирішення оптимізаційної задачі	27.04.2018	
5	Висновки	10.05.2018	

Студентка

Чекамова В. В.

Науковий керівник дисертації

Находов В. Ф.

## РЕФЕРАТ

Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків та переліку використаних джерел. Робота містить 138 сторінок, з них 118 сторінок основного тексту, 37 рисунків та 26 таблиць, а також перелік використаних джерел та 53 найменувань на 6 сторінках.

**Актуальність теми.** На сьогоднішній день нерівномірний характер має попит споживачів на електричну потужність. Це призводить до зниження надійності та економічності функціонування енергосистеми, а також погіршенням якості електричної енергії. В зв'язку з цим виникає потреба в регулюванні попиту споживачів на електричну потужність.

Викликало необхідність періодичного застосування адміністративних обмежень попиту споживачів на електричну енергію те, що в різні періоди часу енергетична галузь України була дефіцитною.

Це пояснюється тим, що, з одного боку, на електростанціях недостатня кількість палива, а з іншого – фізична зношеність значної кількості генеруючого обладнання електростанції, а також електричних мереж.

Несприятлива структура генеруючих потужностей спричинила те, що в об'єднаній системі України спостерігається серйозний дефіцит електричної потужності. Мається на увазі, що енергосистема України недостатньо забезпечена необхідною кількістю маневруючих блоків, які, в свою чергу, можуть швидко виходити на робочий режим з горячого або холодного резервів, а також змінювати величину виробленої електричної потужності в широких межах.

Тому, все більш складною задачею для української енергетичної галузі стає якість електричної енергії, а також надійність забезпечення попиту споживачів на електричну потужність.

Відомо, що існують різні методи та способи керування попитом на електричну потужність, основними з яких є методи структурно-технологічного управління, адміністративно-правові методи, економічні та організаційні.

Якщо розглядати структурно-технологічні методи, то мова йде про розвантаження енергосистеми при аварійних ситуаціях або дифіциті електричної потужності. Для цього було б доцільно збільшити кількість маневруючих потужностей в ОЕС України, а саме побудові нових гідроакумуючих електростанцій, побудова та використання парогазових та газотурбінних генеруючих установок, а також модернізації існуючого обладнання ГЕС. Але, на жаль, цей шлях потребує значних фінансових та матеріальних витрат, а також достатньо тривалого часу. Тому необхідно застосовувати такі методи керування попитом споживачів на електричну потужність, які передбачають найменшу кількість витрат та часу, при цьому залишаються ефективними. Мова йде, про економічні методи керування.

Таким чином, одним із таких засобів економічного керування попитом споживачів є тарифна система країни, а саме диференційовані за зонами доби тарифи. Диференційовані тарифи в Україні діють з 1995 року. В той час, використання таких тарифів мало сильний стимулюючий ефект у споживачів, при чому з кожним роком їх кількість ставала все більшою. Але, з часом, потреби споживачів на електричну енергію змінились, при чому, диференційовані за зонами доби, а саме коефіцієнти кожної зони, довгий час залишались не змінними. В зв'язку з цим, багато вчених аналізують характер впливу диференційованих тарифів на вирівнювання добових графіків, але разом з тим дана проблема залишається актуальною, адже зонні тарифи втратили свої стимулюючі ефекти до залучення нових споживачів, при чому, їх кількість, навіть, ставала меншою. Відповідно до цього було запропоновано новий спосіб адресного керування попитом споживачів на електричну потужність.

**Мета й завдання дослідження.** Метою роботи є удосконалення механізму адресного керування попитом споживачів на електричну потужність.

Для досягнення зазначеної мети були вирішені наступні завдання:

- аналіз сучасного стану енергетичної галузі України;
- оцінка використання диференційованих за зонами доби тарифів;

- визначення характеру та ступеню впливу груп споживачів на формування добового графіка електричного навантаження енергосистеми;
- порівняння існуючих меж тарифних зон доби із сучасними потребами споживачів;
- удосконалено концепцію та методичні основи побудови та використання механізму адресного керування режимами споживання електричної потужності;
- удосконалено розрахунок коефіцієнту участі та коефіцієнту розподілу.

**Об'єкт дослідження.** Процеси керування режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі.

**Предмет дослідження.** Методи та способи керування режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі.

#### **Методи дослідження.**

Методи кореляційного та дисперсійного аналізу, а також математичної статистики застосовуються для визначення характеру та ступеню впливу основних груп споживачів на нерівномірність графіків електричного навантаження енергосистеми; дослідження характеру та ступеню протидії навантаження споживачів, які використовують диференційовані за зонами доби тарифи відповідно до зміни попиту на потужність споживачів, які не використовують ці тарифи; оцінки потенціалу економії витрат енергосистеми на виробництво електричної енергії, яку можливо отримати в результаті вирівнювання нерівномірності її графіка навантаження.

Методи встановлення довірчих інтервалів та групування годинних навантажень за допомогою критерія Стюдента використовуються для виявлення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми та груп споживачів.

Методи узагальнення та логічного підходу, методи моделювання графіків електричного навантаження, методи оптимального програмування застосовуються

для використання засобу адресного керування режимами споживання електричної потужності в енергосистемі

**Наукова новизна одержаних результатів.** Удосконалено метод визначення тривалості та меж фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження, що базується на групуванні погодинних значень навантаження енергосистеми та споживачів електроенергії.

Удосконалено показник, який дозволяє оцінити ступінь протидії електричного навантаження «дифтарифних» та «недифтарифних» споживачів.

Визначено кількісні показники, а саме коефіцієнт участі та коефіцієнт розподілу, які дозволяють оцінити участь кожного із учасників запропонованого механізму адресного керування попитом споживачів у вирівнюванні нерівномірності графіка електричного навантаження енергосистеми.

**Практичне значення одержаних результатів.** Для ефективного стимулювання споживачів до вирівнювання нерівномірності графіка електричного навантаження ОЕС України може бути застосовано запропоновану концепцію та методичні основи. Також, вона має новий напрямок розвитку ринкових методів керування режимами споживання електричної потужності в енергосистемі.

**Апробація результатів дисертації.** Актуальність теми, результати використання диференційованих за зонами доби тарифів, а також алгоритм роботи механізму адресного керування режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі було представлено на IX міжнародній науково-технічній конференції молодих дослідників, аспірантів та студентів «Енергетика. Екологія. Людина» (Київ, 2017 р.), а також IV міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS`2017» (Київ, 2017 р.).

**Публікації.** За результати досліджень було опубліковано 3 наукові праці, у тому числі 2 статті – у наукових фахових виданнях України, а також 1 тези доповіді у збірниках матеріалів конференції.

Дисертаційна робота оформлена за допомогою текстового редактора Microsoft Word. Основні розрахунки, а також робота з табличними даними проводилась у програмному забезпеченні Microsoft Excel, оптимізаційна задача була вирішена за допомогою програмного продукту QBasic 64.

**Ключові слова.** Електрична потужність, енергосистема, навантаження, попит споживачів на електричну потужність, енергозбереження, диференційовані за зонами доби тарифи, режимний день, нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми, керування попитом споживачів на електричну потужність.



## ABSTRACT

The dissertation work consists of introduction, four sections, conclusions and list of used sources. The work contains 138 pages, including 118 pages of the main text, 37 figures and 26 tables, as well as a list of sources used and 53 titles on 6 pages.

**Actuality of theme.** To date, consumer demand for electricity is uneven. This leads to a decrease in the reliability and efficiency of the functioning of the grid, as well as the deterioration of the quality of electric energy. In connection with this, there is a need to regulate the demand of consumers for electric power.

The necessity of the periodic application of administrative constraints on consumer demand for electricity was the fact that the energy sector of Ukraine was scarce at different times.

This is explained by the fact that, on the one hand, there is insufficient amount of fuel at power plants, and on the other hand - physical deterioration of a significant amount of generating equipment of the power plant, as well as electric networks.

The unfavorable structure of generating capacities was caused by the fact that in the united system of Ukraine there is a serious shortage of electric power. It is understood that Ukraine's energy system is insufficiently equipped with the required number of maneuvering blocks, which, in turn, can quickly enter the operating mode of hot or cold reserves, and also change the amount of electric power produced in a wide range.

Therefore, the quality of electric energy, as well as the reliability of ensuring the demand of consumers for electric power, becomes an increasingly complex task for the Ukrainian energy sector.

It is known that there are different methods and methods for controlling demand for electric power, the main of which are methods of structural and technological management, administrative and legal methods, economic and organizational.

If we consider structural and technological methods, then we are talking about the unloading of the power system in emergency situations or the dipole of electric power. For this purpose, it would be advisable to increase the number of maneuvering capacities in the UES of Ukraine, namely the construction of new hydroelectric power stations, the

construction and use of steam and gas turbine generating units, as well as the modernization of the existing equipment of the hydroelectric power station. But, unfortunately, this path requires significant financial and material costs, as well as a sufficiently long time. Therefore, it is necessary to apply such methods of controlling the demand of consumers for electric power, which provide the least amount of time and expenses, while remaining effective. It's about the economic management methods.

Thus, one of such means of economic management of consumer demand is the tariff system of the country, namely tariffs differentiated by zones of the day. Differentiated tariffs in Ukraine have been in force since 1995. At that time, the use of such tariffs had a strong stimulating effect on consumers, with what each year their number became more and more. But, over time, the needs of consumers for electric energy have changed, with that, differentiated by zones of the day, namely, the coefficients of each zone, for a long time remained unchanged. In this regard, many scientists analyze the effect of differentiated tariffs on the equalization of daily charts, but at the same time, this problem remains relevant, because zone tariffs have lost their stimulating effects to attract new consumers, and at the same time, their number is even less. Accordingly, a new method of address management of consumer demand for electric power was proposed.

**The purpose and tasks of the study.** The aim of the work is to improve the mechanism of address management of consumer demand for electric power.

To achieve this goal, the following tasks were solved:

- analysis of the current state of the Ukrainian energy sector;
- estimation of the use of tariff-differentiated zones;
- determination of the nature and degree of influence of groups of consumers on the formation of a daily schedule of electric load of the power system;
- Comparison of the existing boundaries of the tariff zones of the day with the modern needs of consumers;
- The concept and methodical bases of the construction and use of the mechanism of address control of electric power consumption modes have been improved;

- The calculation of the participation coefficient and the distribution coefficient has been improved.

**Object of study.** Processes of control of modes of consumption of electric power in the power system.

**Subject of study.** Methods and methods for controlling the demand of electric power consumers in the energy system.

**Research methods.**

Methods of correlation and dispersion analysis, as well as mathematical statistics, are used to determine the nature and extent of the impact of major consumer groups on the unevenness of the schedules of the electric load of the power system; the study of the nature and degree of counteraction of the load of consumers, which use differentiated by the zones of the day tariffs in accordance with the change in demand for the power of consumers who do not use these tariffs; Estimating the potential of energy saving in electricity generation for electricity production, which can be obtained as a result of equalizing the unevenness of its loading schedule.

Methods for establishing confidence intervals and clustering of hourly loads using Student's criterion are used to identify the actual days of the day with a statistically different level of electrical load of the power system and consumer groups.

Methods of generalization and logical approach, methods of modeling electric power schedules, methods of optimal programming are used for the use of address management tools for power consumption in the grid.

**Scientific novelty of the obtained results.** The method of determining the duration and limits of actual days of the day with a statistically different level of electric load, based on the grouping of hourly values of the load of the power system and consumers of electricity, has been improved.

The indicator, which allows to assess the degree of counteraction to the electric load of "diffariffic" and "non-dipharmary" consumers, is improved.

The quantitative indicators, namely, the coefficient of participation and the distribution coefficient, which allow estimating the participation of each of the

participants in the proposed mechanism of address management of consumer demand in the alignment of the unevenness of the schedule of the electric load of the grid.

**The practical value of the results.** For the effective stimulation of consumers to equalize the uneven schedule of electric loading of the UES of Ukraine, the proposed concept and methodical bases can be applied. Also, it has a new direction in developing market-based methods for controlling electricity consumption regimes in the grid..

**Approbation of the results of the dissertation.** The urgency of the topic, the results of the use of time-differentiated zones, as well as the algorithm of the mechanism of address control of the modes of consumption of electric power in the energy system was presented at the IX International Scientific and Technical Conference of Young Researchers, Postgraduates and Students "Energy. Ecology. Man "(Kyiv, 2017) and IV international scientific-technical and educational-methodical conference "Energy management: the state and prospects of development - PEMS`2017" (Kyiv, 2017).

**Publications.** According to the results of the research, 2 scientific works were published, including 2 articles - in scientific professional editions of Ukraine, as well as 1 thesis of the report in the collections of conference materials.

The dissertation work is executed using the text editor of Microsoft Word. Basic calculations, as well as working with tabular data, were conducted in Microsoft Excel software, the optimization problem was solved with the QBasic 64 software product.

**Keywords.** Electric power, power system, load, consumers' demand for electric power, energy saving, tariff differentiated by zones, duty day, uneven daily load schedules of the power system, management of consumer demand for electric power.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	15
1 НЕОБХІДНІСТЬ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАЧІВ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ПОТУЖНІСТЬ.....	20
1.1. Необхідність підтримки балансу виробленої та спожитої електричної потужності в енергосистемі .....	20
1.2. Методи та способи керування попитом на електричну потужність.....	27
1.3. Диференційовані тарифи в Україні та результати їх використання.....	30
1.3.1 Аналіз динаміки зміни кількості та складу споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи .....	35
1.3.2 Аналіз динаміки зміни попиту на електричну енергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи.....	38
1.3.3 Узагальнена оцінка результатів використання диференційованих за добовими зонами тарифів як засобу керування режимами споживання електричної енергії в ОЕС України.....	41
1.4 Розширене дослідження диференційованих за зонами доби тарифів .....	42
1.4.1 Оцінка характеру та ступеню впливу попиту споживачів на електричну потужність на нерівномірність графіків навантаження енергосистеми.....	42
1.4.2 Аналіз коректності встановлення меж, а також тривалості тарифних зон доби.....	54
1.4.3 Оцінка характеру та ступеню протидії зміни навантаження «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність «недифтарифних» споживачів.....	66
Висновки до розділу .....	73
2 СПОСІБ АДРЕСНОГО КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАЧІВ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ПОТУЖНІСТЬ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ .....	75

2.1 Принципи створення способу адресного керування попитом споживачів на електричну потужність .....	75
2.2 Функціонування способу адресного керування попитом споживачів на електричну потужність .....	78
2.3 Визначення оптимальних графіків електричного навантаження .....	86
2.3.1 Алгоритм методу Хука-Дживса.....	91
2.4 Формування «меню» профілей електричного навантаження споживачів .....	94
2.5 Нормативно-правова та методична підтримка реалізації Проекту.....	97
Висновки до розділу .....	98
<b>3 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ СПОСОБУ АДРЕСНОГО КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАЧІВ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ПОТУЖНІСТЬ.....</b>	<b>100</b>
3.1 Результати впливу диференційованих за зонами доби тарифів на споживання електричної енергії в ОЕС України.....	100
3.2 Характер та ступінь впливу попиту споживачів на електричну потужність.....	101
3.3 Визначення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем навантаження енергосистеми з використанням методу групування .....	104
3.3 Оцінка характеру та ступеню протидії зміни навантаження «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність «недифтарифних» споживачів .....	110
3.4 Формування оптимальних графіків навантаження.....	111
3.5 Формування «меню» профілей електричного навантаження.....	124
Висновки до розділу .....	127
<b>4 СТАРТАП-ПРОЕКТ.....</b>	<b>128</b>
Висновки до розділу .....	131
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>132</b>
<b>ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>133</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми.** На сьогоднішній день нерівномірний характер має попит споживачів на електричну потужність. Це призводить до зниження надійності та економічності функціонування енергосистеми, а також погіршенням якості електричної енергії. В зв'язку з цим виникає потреба в регулюванні попиту споживачів на електричну потужність.

Викликало необхідність періодичного застосування адміністративних обмежень попиту споживачів на електричну енергію те, що в різні періоди часу енергетична галузь України була дефіцитною.

Це пояснюється тим, що, з одного боку, на електростанціях недостатня кількість палива, а з іншого – фізична зношеність значної кількості генеруючого обладнання електростанції, а також електричних мереж.

Несприятлива структура генеруючих потужностей спричинила те, що в об'єднаній системі України спостерігається серйозний дефіцит електричної потужності. Мається на увазі, що енергосистема України недостатньо забезпечена необхідною кількістю маневруючих блоків, які, в свою чергу, можуть швидко виходити на робочий режим з горячого або холодного резервів, а також змінювати величину виробленої електричної потужності в широких межах.

Тому, все більш складною задачею для української енергетичної галузі стає якість електричної енергії, а також надійність забезпечення попиту споживачів на електричну потужність.

Відомо, що існують різні методи та способи керування попитом на електричну потужність, основними з яких є методи структурно-технологічного управління, адміністративно-правові методи, економічні та організаційні.

Якщо розглядати структурно-технологічні методи, то мова йде про розвантаження енергосистеми при аварійних ситуаціях або дифіциті електричної потужності. Для цього було б доцільно збільшити кількість маневруючих потужностей в ОЕС України, а саме побудові нових гідроакумуючих електростанцій, побудова та використання парогазових та газотурбінних

генеруючих установок, а також модернізації існуючого обладнання ГЕС. Але, на жаль, цей шлях потребує значних фінансових та матеріальних витрат, а також достатньо тривалого часу. Тому необхідно застосовувати такі методи керування попитом споживачів на електричну потужність, які передбачають найменшу кількість витрат та часу, при цьому залишаються ефективними. Мова йде, про економічні методи керування.

Таким чином, одним із таких засобів економічного керування попитом споживачів є тарифна система країни, а саме диференційовані за зонами доби тарифи. Диференційовані тарифи в Україні діють з 1995 року. В той час, використання таких тарифів мало сильний стимулюючий ефект у споживачів, при чому з кожним роком їх кількість ставала все більшою. Але, з часом, потреби споживачів на електричну енергію змінились, при чому, диференційовані за зонами доби, а саме коефіцієнти кожної зони, довгий час залишались не змінними. В зв'язку з цим, багато вчених аналізують характер впливу диференційованих тарифів на вирівнювання добових графіків, але разом з тим дана проблема залишається актуальною, адже зонні тарифи втратили свої стимулюючі ефекти до залучення нових споживачів, при чому, їх кількість, навіть, ставала меншою. Відповідно до цього було запропоновано новий спосіб адресного керування попитом споживачів на електричну потужність.

**Мета й завдання дослідження.** Метою роботи є удосконалення механізму адресного керування попитом споживачів на електричну потужність.

Для досягнення зазначеної мети були вирішені наступні завдання:

- аналіз сучасного стану енергетичної галузі України;
- оцінка використання диференційованих за зонами доби тарифів;
- визначення характеру та ступеню впливу груп споживачів на формування добового графіка електричного навантаження енергосистеми;
- порівняння існуючих меж тарифних зон доби із сучасними потребами споживачів;



- удосконалено концепцію та методичні основи побудови та використання механізму адресного керування режимами споживання електричної потужності;
- удосконалено розрахунок коефіцієнту участі та коефіцієнту розподілу.

**Об'єкт дослідження.** Процеси керування режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі.

**Предмет дослідження.** Методи та способи керування режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі.

**Методи дослідження.**

Методи кореляційного та дисперсійного аналізу, а також математичної статистики застосовуються для визначення характеру та ступеню впливу основних груп споживачів на нерівномірність графіків електричного навантаження енергосистеми; дослідження характеру та ступеню протидії навантаження споживачів, які використовують диференційовані за зонами доби тарифи відповідно до зміни попиту на потужність споживачів, які не використовують ці тарифи; оцінки потенціалу економії витрат енергосистеми на виробництво електричної енергії, яку можливо отримати в результаті вирівнювання нерівномірності її графіка навантаження.

Методи встановлення довірчих інтервалів та групування годинних навантажень за допомогою критерія Стюдента використовуються для виявлення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми та груп споживачів.

Методи узагальнення та логічного підходу, методи моделювання графіків електричного навантаження, методи оптимального програмування застосовуються для використання засобу адресного керування режимами споживання електричної потужності в енергосистемі

**Наукова новизна одержаних результатів.** Удосконалено метод визначення тривалості та меж фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного

навантаження, що базується на групуванні погодинних значень навантаження енергосистеми та споживачів електроенергії.

Удосконалено показник, який дозволяє оцінити ступінь протидії електричного навантаження «дифтарифних» та «недифтарифних» споживачів.

Визначено кількісні показники, а саме коефіцієнт участі та коефіцієнт розподілу, які дозволяють оцінити участь кожного із учасників запропонованого механізму адресного керування попитом споживачів у вирівнюванні нерівномірності графіка електричного навантаження енергосистеми.

**Практичне значення одержаних результатів.** Для ефективного стимулювання споживачів до вирівнювання нерівномірності графіка електричного навантаження ОЕС України може бути застосовано запропоновану концепцію та методичні основи. Також, вона має новий напрямок розвитку ринкових методів керування режимами споживання електричних потужностей в енергосистемі.

**Апробація результатів дисертації.** Актуальність теми, результати використання диференційованих за зонами доби тарифів, а також алгоритм роботи механізму адресного керування режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі було представлено на IX міжнародній науково-технічній конференції молодих дослідників, аспірантів та студентів «Енергетика. Екологія. Людина» (Київ, 2017 р.), а також IV міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS`2017» (Київ, 2017 р.).

**Публікації.** За результати досліджень було опубліковано 3 наукові праці, у тому числі 2 статті – у наукових фахових виданнях України, а також 1 тези доповіді у збірниках матеріалів конференції.

Дисертаційна робота оформлена за допомогою текстового редактора Microsoft Word. Основні розрахунки, а також робота з табличними даними проводилась у програмному забезпеченні Microsoft Excel, оптимізаційна задача була вирішена за допомогою програмного продукту QBasic 64.

Проблема нерівномірності графіків навантаження енергосистеми досліджувалась такими вченими, як А. В. Праховник, В. Ф. Находов, А. І. Замулко, О. Ю. Черноусенко, М. І. Розанов, В. Г. Дерзкий, Б. В. Папков, О. В. Новосельцев, І. В. Недіна, М. П. Ковалко, В. І. Дікмарева, В. І. Едельман та інші.

Разом з тим, проблема вдосконалення та розвитку ринкових механізмів керування попитом споживачів на електричну потужність, а також ефективного залучення нових споживачів до вирівнювання графіків електричного навантаження залишається актуальною на сьогоднішній день.

## 1 НЕОБХІДНІСТЬ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАЧІВ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ПОТУЖНІСТЬ

### 1.1. Необхідність підтримки балансу виробленої та спожитої електричної потужності в енергосистемі

Характерною особливістю будь-якої енергосистеми є відповідність об'ємів виробленої електричної енергії до її споживання. [1–3]. Надійна енергосистема повинна безперервно забезпечувати баланс попиту та пропозиції на електричну енергію шляхом оперативного покриття графіка навантаження відповідної виробленої потужності на генеруючих джерелах з гарантованою поставкою її у точки споживання. У разі порушення цього принципу в енергосистемі змінюються частота мережі змінного струму і розрахункові рівні напруги, що може призвести до масових відключень споживачів або виходу з ладу генеруючого, передаючого та розподільчого обладнання і електроустановок споживачів [1,3,4].

Відомо, що енергетична галузь України є дефіцитною [5-10]. При цьому, необхідно розрізняти декілька аспектів цієї дефіцитності.

Головний аспект – це недостатня забезпеченість держави власними паливно-енергетичними ресурсами. В Україні найбільш очевидним проявом такої дефіцитності є систематичні, тобто «віялові» відключення споживачів, які спостерігались в середині 90-х років, а також застосовуються знов.

Необхідність таких обмежень можна пояснити дефіцитом електричної енергії, а точніше нестачею палива на електростанціях, але це не є єдиною та основною причиною відключення споживачів.

Потреба у «віялових» відключеннях викликана тим, що в об'єднаній енергосистемі України існує дефіцит електричної потужності [10-15], позбутися якого досить складно та довго, в зв'язку з несприятливою структурою генеруючих потужностей України.

Недостатня кількість в ОЕС України маневрених енергоблоків, які здатні швидко входити до робочого режиму з гарячого або навіть холодного резерву, а також

в широких межах змінювати величину виробленої електричної потужності, призводить до того, що енергосистема не здатна задовільнити попит споживачів на електричну потужність [4,15]. В свою чергу, цей попит швидко та суттєво змінюється протягом доби, що і є основною проблемою.

Інформацію щодо кількості резервних блоків та середньої резервної потужності (пуск до та понад 8 годин) у 2014 – 2016 роках (за даними ДП «Енергоринок») наведено на рисунках 1.1-1.2. У першій половині 2016 року кількість блоків, на яких були розміщені резерви, та середня резервна потужність значно збільшились порівняно з 2015 роком та відповідали вимогам ДП «НЕК «Укренерго» для надійного функціонування ОЕС України. Найнижча резервна потужність спостерігалась у липні – серпні 2016 року з поступовим збільшенням до зимових місяців. Показники щодо резервів «пуск понад 8 годин» у другій половині 2016 року були нижчі за аналогічні показники 2015 року [16].

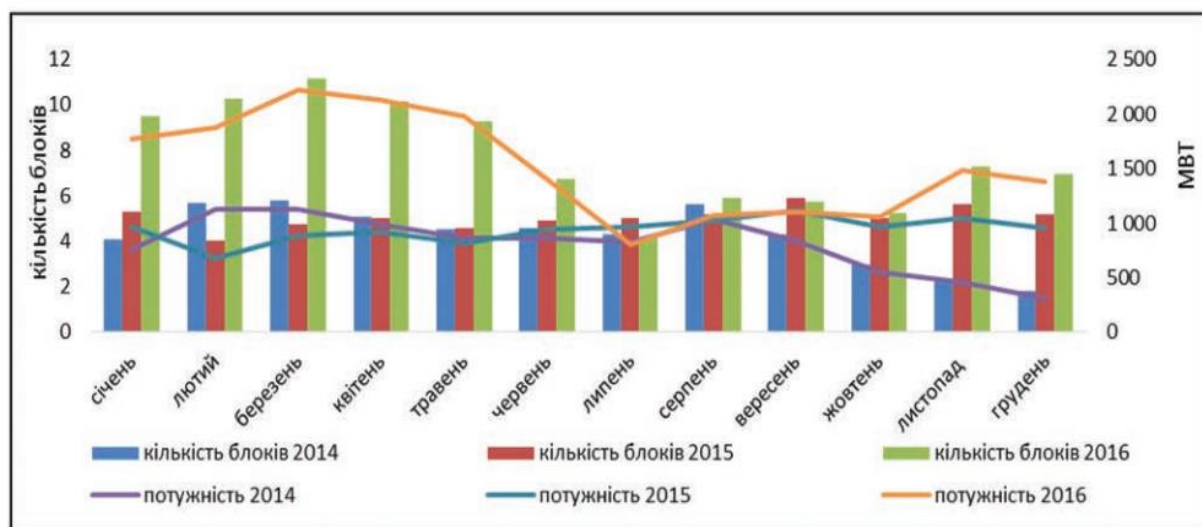


Рисунок 1.1 – Кількість резервних блоків та середня резервна потужність (пуск до 8 годин) у 2014-2016 роках (сформований за результатами розрахунків)

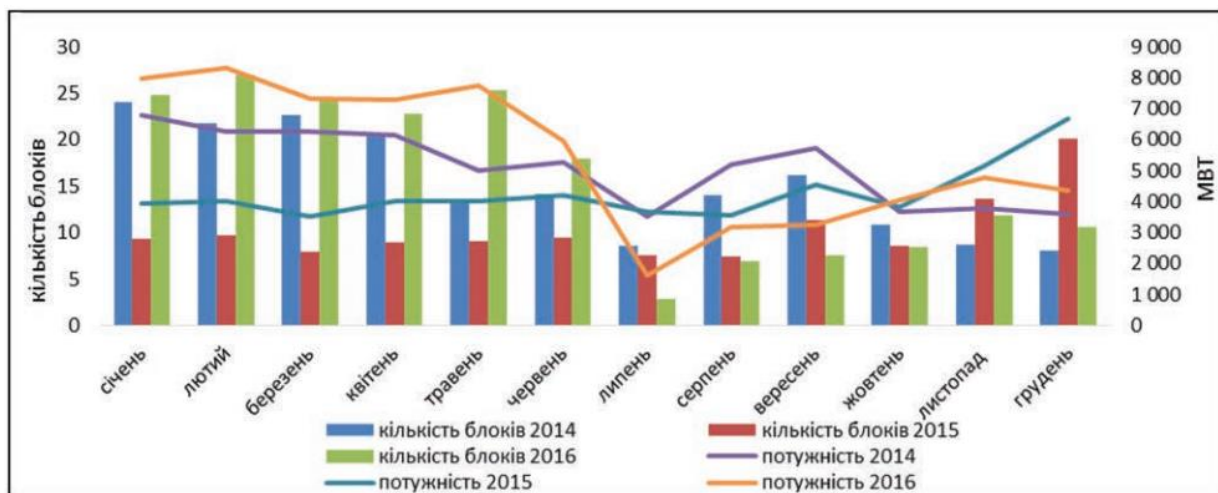


Рисунок 1.2 – Кількість резервних блоків та середня резервна потужність (пуск понад 8 годин) у 2014-2016 роках

Загальний обсяг проданої виробниками електроенергії в ОРЕ за 2016 рік склав 141301,5 млн кВт·год, у тому числі ДП «НАЕК «Енергоатом» (76162,3 млн кВт·год), 5 компаній теплових електростанцій (44903,8 млн кВт·год), 1 компанія ГЕС (8550,2 млн кВт·год), 26 підприємств теплоелектроцентралей (6218,7 млн кВт·год) та 130 підприємств, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел (1805,9 млн кВт·год). Найбільшу частку ринку за обсягами продажу електроенергії в ОРЕ у 2016 році мав ДП НАЕК «Енергоатом» (хоча у порівнянні з 2015 роком його частка зменшилась на 3,4 %). Частка трьох найбільших виробників за обсягами відпуску в ОРЕ складала 71,62 % (рисунок 1.3), що на 2,8 % менше ніж у 2015 році; кількість основних виробників (частка яких дорівнює або більша 5 %) дорівнює 6 [16].

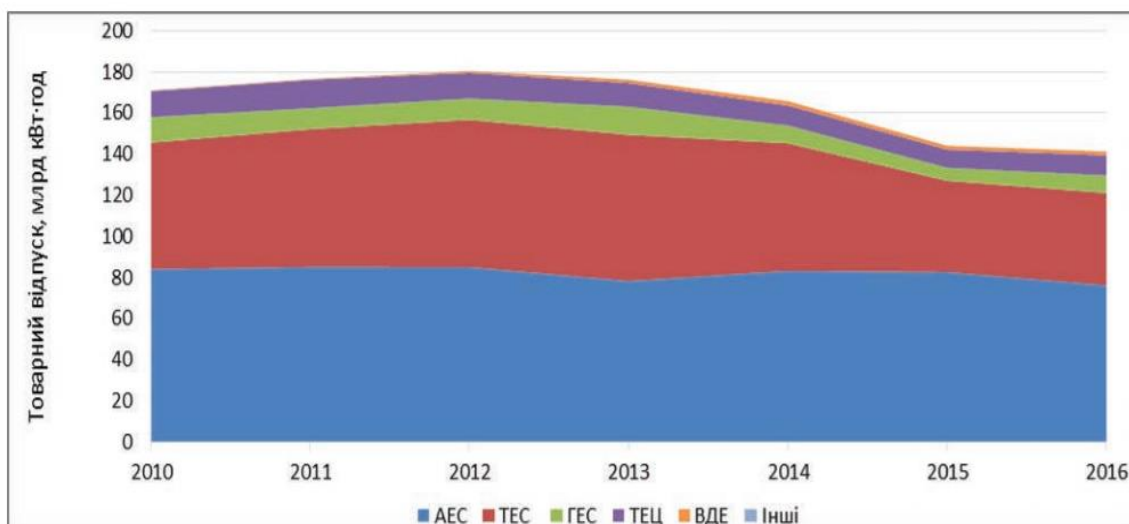


Рисунок 1.3 – Обсяги відпуску електроенергії в ОРЕ у 2010-2016 роках

Підтримка необхідного балансу виробництва та споживання електричної потужності в об'єднаній енергосистемі України зараз забезпечують сумісно енергоблоки ТЕС та ГЕС, що призводить до суттєвого ускладнення диспетчерського керування режимами роботи ОЕС [4,15].

Найбільші ускладнення в керуванні режимами вироблення електроенергії в енергосистемі виникають під час нічного провалу й навантаження [18-20]. При чому, ці ускладнення найбільш відчутні влітку, особливо у вихідні дні, коли попит споживачів на електричну потужність незначно перевищує базову (нерегулюючу) потужність енергоблоків атомних електростанцій (АЕС), що перебувають в роботі.

Суттєва проблема в тому, що в такій ситуації для енергосистеми занадто складно забезпечити навіть невеликі коливання попиту споживачів на електричну потужність. Під час зниження попиту на потужність може виникнути необхідність оперативної зупинки одного із блоків АЕС, що не тільки небажано з економічної точки зору, але й неможливо з технічних причин, а також забезпечення безпеки роботи АЕС [3,18-21].

Під час короткострокового збільшення попиту на потужність може знадобитись відключення частини споживачів, оскільки енергоблоки ТЕС, що знаходяться у

резерві, з технічної точки зору неможливо достатньо швидко вивести на робочий режим, адже для цього необхідно не менше 1 – 2 годин.

Обмеження попиту споживачів на електричну енергію призводить до зниження об'ємів її вироблення на електростанціях, тобто до погіршення використання вже існуючого генеруючого обладнання. Таким чином, вимушені відключення споживачів або обмеження їх попиту на електроенергію несе за собою появу значних економічних збитків та соціальних проблем не тільки у споживачів, але і в енергетичній галузі загалом [9,14,22]. Мова йде про проблеми зайнятості персоналу енергоблоків, що зупинені, оплати часу їх змушеного простою, відшкодування додаткових затрат на підтримку роботоздатності зупинених енергоблоків та інше.

При цьому в результаті примусових відключень споживачів гірше можуть використовуватись не тільки енергоблоки ТЕС, але й АЕС, оскільки при зниженні попиту споживачів на потужність в нічний час може виникнути необхідність виключення з графіку покриття навантаження енергосистеми також і атомних енергоблоків. В свою чергу, це може призвести до появи ще більш значущих економічних збитків та соціальних проблем, ніж на теплових електростанціях, а також проблем, що пов'язані з безпекою експлуатації АЕС.

Як було сказано раніше, покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність в ОЕС України на сьогодні здійснюється за рахунок маневрених можливостей енергоблоків ТЕС. При цьому для забезпечення проходження нічного мінімуму навантаження в енергосистемі щодобово на 2-4 години відключають у холодний резерв до 10 енергоблоків ТЕС з наступним їх «підйомом» на денний час. Крім цього, для забезпечення проходження вечірнього максимуму навантаження енергосистеми, щодобово на декілька годин включають в роботу ще до 8 енергоблоків ТЕС.

Повністю виключити енергоблоки ТЕС з графіка покриття навантаження енергосистеми з метою скорочення їх щодобових пусків-зупинок неможливо, оскільки без їх участі неможна забезпечити покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність в денний час, в особливості, в періоди



максимального навантаження енергосистеми. До того ж, енергоблоки ТЕС частіше за все залишаються єдиним засобом регулювання режимів вироблення електричної енергії в нічний час.

Крім того, при виключенні з роботи достатньо більшої кількості енергоблоків ТЕС виникає ще одна проблема - значна частина генеруючих потужностей виявляється зосереджена в західних регіонах України, і при суттєвій пропускній здатності електричних мереж практично неможливо передати необхідну кількість електроенергії до східних регіонів.

Вимушене використання енергоблоків ТЕС у якості маневрених потужностей енергосистеми пов'язано із значними додатковими затратами на щодобові пуски, а також на виробленні електроенергії цими енергоблоками [23-30].

Крім того, такий режим роботи не передбачено конструкцією теплових енергоблоків, що призводить до підвищеного зносу обладнання, зниженню надійності його роботи, а також збільшенню затрат на ремонтні роботи [23,25-27,30].

Також необхідно відмітити, що задіяні для регулювання навантаження енергосистеми енергоблоки ТЕС працюють в неефективних, з енергетичної точки зору, режимах, особливо в нічний період. При цьому суттєво збільшуються їх питомі витрати палива. Також зростає вартість палива, що використовується в таких режимах, так як періодично необхідне так зване паливне «підсвічування», тобто додавання певної кількості природного газу або мазуту до основного палива (вугілля) для підвищення його теплотворної здатності [30].

Вище зазначені недоліки використання енергоблоків ТЕС у якості маневрених генеруючих потужностей негативно впливають на економічність роботи ОЕС України, а також є однією з причин підвищення оптових цін і роздрібних тарифів на електричну енергію.

Крім того, в зв'язку з використанням значних потужностей енергоблоків АЕС у графіку покриття навантаження енергосистеми, навіть в робочі дні, коли попит споживачів на електричну енергію збільшується, навантаження теплових електростанцій, що задіяні для покриття навантаження, працюють мінімальним

складом енергоблоків, а у вихідні дні – менше ніж мінімальним складом. Відомо, що на будь-якій електростанції для зберігання її «життя» повинні знаходитись в роботі мінімум два енергоблоки (або два корпуси). Це необхідно у випадку аварійної зупинки одного з працюючих енергоблоків для забезпечення можливості його повторного пуску або пуску інших енергоблоків станції. Невиконання цієї потреби може призвести до повної зупинки станції, після чого для пуску хоча б одного з її енергоблоків необхідно витратити значний час, який вимірюється не годинами, а більше ніж добою. Використання такої станції протягом достатньо тривалого часу для покриття графіка навантаження енергосистеми буде неможливим. Тим самим можливість об'єднаної енергосистеми оперативно підтримувати баланс виробленої і спожитої електричної потужності на цей час зменшиться ще більше.

Таким чином, не дивлячись на наявність в ОЕС України потенціалу незавантажених генеруючих потужностей, надійне та якісне забезпечення попиту споживачів на електричну енергію стає все більш складною задачею для енергетичної галузі.

Ситуація, що склалась в енергетичній галузі України, посилюється ще й тим, що значна частина генеруючого обладнання електростанцій та електричних мереж вже давно вичерпала свій ресурс і є фізично зношеною. Загалом, більша частина блочного обладнання ТЕС була введена в дію ще в 1960-1970 роках [8-10,31].

При цьому в умовах значних масштабів і більшої швидкості старіння основних фондів теплових електростанцій, їх оновлення практично не відбувається. Протягом довгого часу в Україні не було введено в дію ні одного нового енергоблока ТЕС, а тільки виконувались роботи по їх повузловій модернізації. У складній ситуації знаходяться також і гідроелектростанції країни, обладнання яких відпрацювало від 20 до 40 років і також потребує повної реконструкції та модернізації [10].

Отже, існуючі темпи оновлення основних фондів ТЕС та ГЕС є вкрай недостатніми для надійного забезпечення балансу електричної потужності в енергосистемі [15,18,21].

Таким чином, у сьогоднішніх умовах питання формування та постійної підтримки необхідного балансу виробленої та спожитої електричної потужності в енергосистемі стає все більш актуальним.

## 1.2. Методи та способи керування попитом на електричну потужність

Рішення проблеми покриття нерівномірного попиту споживачів на електроенергію традиційно здійснюється різними шляхами.

Існують різні методи та способи керування попитом на електричну потужність, які поділяють за наступними напрямками:

- методи структурно-технологічного керування, які застосовуються під час аварійних ситуацій або дефіцит потужності, де в обов'язковому порядку повинно бути виконане розвантаження енергосистеми. При цьому такі розвантаження можуть виконуватися автоматично за допомогою АЧР або диспетчерським персоналом вручну за спеціальними аварійними графіками;

- адміністративно-правові методи керування попитом – це комплекс системних заходів адміністративного та правового впливу на споживачів електричної енергії, спрямованих на встановлення певних обмежень або послідовностей дій споживачів у разі виникнення проблемних питань в енергетичній системі щодо покриття попиту на електричну енергію;

- економічні методи керування попитом в електроенергетиці, до яких можна віднести використання можливостей тарифних систем для надання споживачу відповідних ринкових (цінових) сингалів з метою вплинути на режими його споживання електричної енергії протягом різних періодів часу. Реалізація даних методів керування передбачає встановлення економічно обґрунтованих тарифів і цін на продукцію та послуги, рівень яких має враховувати поточні та інвестиційні витрати природних монополій і відповідну величину прибутку з урахуванням економічного стану споживачів та рівня платоспроможного попиту. Визначальним у цьому етапі керування є формування тарифного меню для кожного з сегментів роздрібного ринку електричної енергії;

– завершальним етапом у створенні комплексної системи керування електроспоживання є ефективне використання можливостей методів організації комунікативної політики в електроенергетиці. Оскільки методи спрямовані на забезпечення ефективного узгодження попиту і пропозиції суб'єктів територіального роздрібного ринку електроенергії, утримання та зростання частки ринку постачання електроенергії, а в перспективі і на набуття конкурентної переваги електроенергії стосовно інших енергоносіїв. Спілкування зі споживачами дуже важливе для енергопостачальних компаній, оскільки енергетика завжди була закритою галуззю і цим питанням не приділялося належної уваги. Це завдання може бути вирішене за рахунок інформаційних потоків, які переважно повинні виходити від компанії. Адресатами комунікативної політики, крім споживачів, виступають різні контактні аудиторії, зокрема власний персонал компанії, маркетингові посередники, акціонери, вищі органи державної влади (законодавчої і виконавчої) тощо [32].

Основні взаємодії суб'єктів електроенергетики, методів керування і використання математичного апарату для проведення подальшого моделювання та роботи з даними зображено на структурній схемі комплексного керування електроспоживанням (рисунки 1.4).

Важливими кроками на шляху до впровадження комплексного керування електроспоживанням є:

- формування структурної моделі реалізації комплексного керування електроспоживання та забезпечення дієвого впливу кожної із складових моделі на процес керування;
- визначення відповідних індикаторів керування електроспоживанням заснованих на використанні методів кластеризації та математичної статистики для аналізу показників в розрізі регіонів;
- формування методів, що дозволяють вирішувати задачі пошуку оптимальних рішень при використанні комплексного керування електроспоживанням в умовах невизначеності вихідної інформації та багатокритеріальності системи, яка володіє великою кількістю альтернатив.

Отже важливим є забезпечення комплексного підходу до вирішення проблеми керування попитом на електричну енергію на усіх етапах енергетичного виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії, як основної складової у забезпеченні ефективного та надійного функціонування енергетики. [33]



Рисунок 1.4 – Структура комплексного керування електроспоживанням

Найбільш очевидним шляхом вирішення питання збільшення маневрених потужностей в ОЕС України є побудова нових гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС), спорудження та використання парогазових та газотурбінних генеруючих установок (ПГУ та ГТУ), а також модернізація існуючого обладнання ГЕС із підвищенням діапазону регулювання потужності гідроагрегатів.

На жаль, цей шлях створення в українській енергосистемі оптимальної структури генеруючих потужностей потребує значних фінансових та матеріальних затрат, а також тривалого часу. Не менш тривалим та затратним є рішення проблем покриття нерівномірності попиту на електричну потужність за рахунок перетоків енергії з сусідніми енергосистемами, адже потребує значного збільшення підвищення

пропускної здатності існуючих електричних мереж, а також прийняття додаткових заходів по підвищенню якості електричної енергії.

З іншої сторони, вирішення цієї проблеми необхідно шукати не тільки в напрямку створення та введення в експлуатацію додаткових маневрених генеруючих потужностей «великої» енергетики, що в основному складають ГЕС та ГАЕС. Помітного полегшення режимів вироблення та передачі електричної енергії в об'єднаній енергосистемі, підвищення економічності її функціонування можна досягти шляхом ефективного керування попитом споживачів на електричну потужність [34-38].

При цьому можна стверджувати, що такий шлях вирішення зазначеної проблеми необхідно вважати найменш затратними, найбільш швидкими та реальними на сьогоднішній день для української енергетики. При чому, в сучасних ринкових умовах для залучення споживачів електричної енергії до вирівнювання графіків навантаження енергосистеми попередньо повинні залучатись не адміністративні (обмежувальні), а економічні (стимулюючі) методи керування. Як свідчить світовий досвід, такий підхід до вирішення проблеми покриття нерівномірності графіків навантаження енергосистеми використовується в багатьох країнах та дозволяє досягати значних позитивних результатів.

В основному, для досягнення помітних результатів в управлінні електроспоживання в енергосистемі, загальною умовою є створення економічної зацікавленості споживачів в регулювання їх попиту на потужність та енергію. При цьому керування попитом споживачів на електричну потужність та енергію здійснюється за допомогою тарифів на електроенергію. Тому, буде розглянуто саме економічні методи керування попитом споживачів на електричну потужність.

### 1.3. Диференційовані тарифи в Україні та результати їх використання

Тарифи, диференційовані за періодами часу (ДТ), зарекомендували себе як ефективний механізм керування попитом споживачів на електричну енергію. Використання цієї тарифної системи сприяє вирівнюванню добового графіка

електричного навантаження об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України для забезпечення її надійного та сталого функціонування. При цьому важливо усвідомлювати, що для ефективного керування попитом споживачів на електричну енергію, як параметри тарифної системи (тарифні коефіцієнти, тарифні зони доби та сезони року), так і умови її використання, потребують проведення постійного аналізу та коригування відповідно до тих змін, які відбуваються в ОЕС України. Протягом останніх років спостерігаються негативні тенденції у використанні ДТ, зумовлені цілою низкою проблем як економічного, так і організаційного характеру, що в свою чергу знижує ефективність керування попитом споживачів на електричну енергію та потужність. [39].

Основними проблемами використання ДТ є зацікавленість споживача, відмінності у встановлених тарифних зонах груп споживачів, а також поінформованість споживачів щодо тарифних систем.

Протягом 2002-2011 років кількість споживачів, що використовують ДТ значно зростала. З 2009 року значення тарифних коефіцієнтів були збільшені, в зв'язку з чим, економічна зацікавленість споживачів у використанні ДТ значно зменшилась.

З економічної точки зору, таке збільшення тарифних коефіцієнтів призвело до зменшення їх кратності. Так як перехід на ДТ вимагає від споживача додаткових витрат (наприклад, придбання спеціальних приладів обліку), то використання таких тарифних коефіцієнтів є неефективним, адже кратність коефіцієнтів повинна залежати від рівня можливості споживача здійснити перехід до ДТ, а також терміну окупності за рахунок економії плати за електроенергію.

Аналізуючи результати впливу ДТ на зміну режимів споживання електроенергії в ОЕС, необхідно досліджувати вплив цих тарифів на зміну конфігурації характерних (середньостатистичних) або режимних графіків її електричного навантаження. При чому, мова йде про добові графіки навантаження, адже ДТ повинні сприяти зміні конфігурації саме цих графіків.

На рисунках 1.5-1.6 наведено конфігурації добових графіків у зимові та літні режимні дні протягом 2012-2016 років. Якщо спостерігати за зміною конфігурації цих

графіків, то можна зробити висновок, що вечірні та ранкові максимуми практично відсутні, при цьому нічний провал електроспоживання залишається незмінним. Відповідно, необхідно продовжувати стимулювати споживачів до прийняття участі в подальшому вирівнюванні добового графіка навантаження ОЕС України.

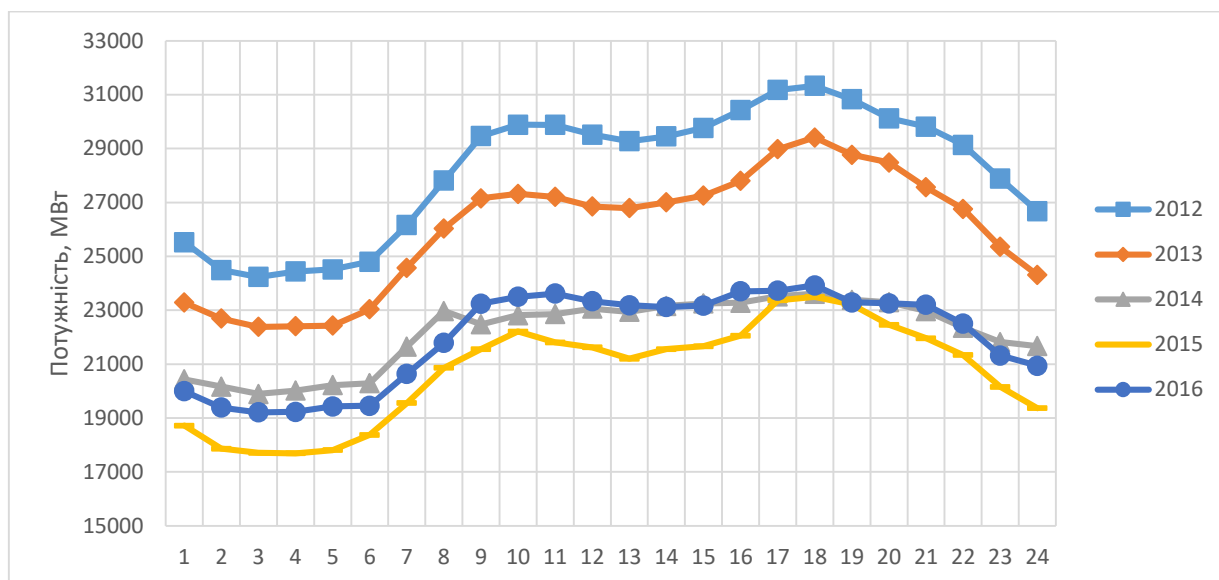


Рисунок 1.5 – Добові графіки електричного навантаження ОЕС України в зимові режимні дні 2012 – 2016 років.

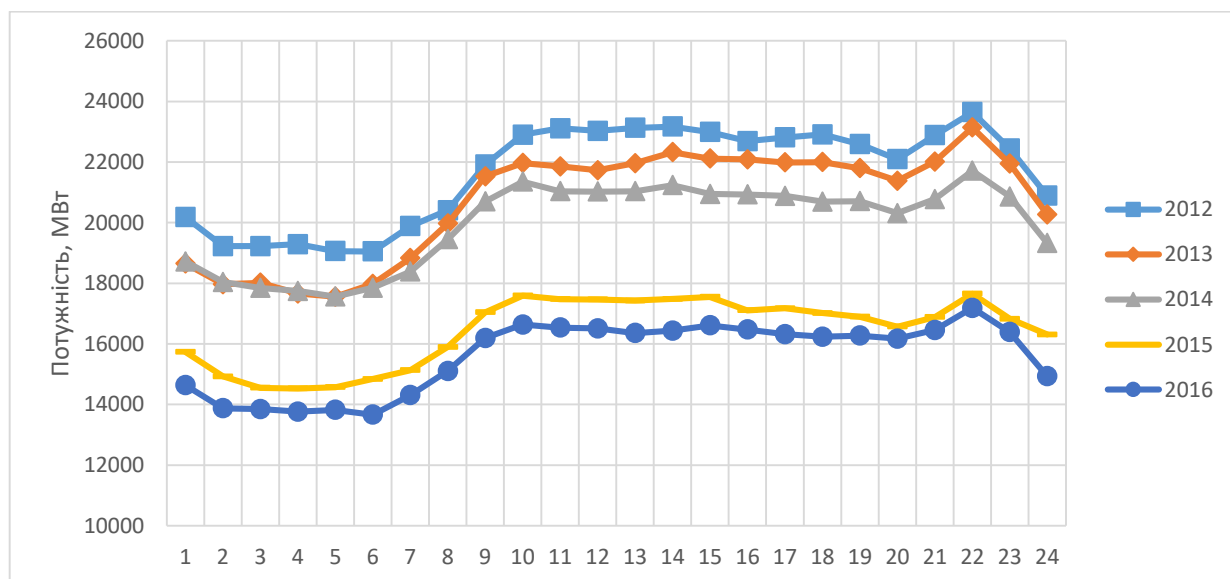


Рисунок 1.6 – Добові графіки електричного навантаження ОЕС України в літні режимні дні 2012 – 2016 років.



Окрім цього, існують класичні показники нерівномірності графіків електричного навантаження, за допомогою яких можна провести аналіз та зробити більш конкретні висновки. Для цього розраховуємо основні показники за формулами 1.1 - 1.3.

$$k_n = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}; \quad (1.1)$$

$$k_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{\text{сеп}}}; \quad (1.2)$$

$$k_z = \frac{P_{\text{сеп}}}{P_{\max}}, \quad (1.3)$$

де  $P_{\min}$  – мінімальне значення електричного навантаження, МВт;

$P_{\max}$  – максимальне значення електричного навантаження, МВт;

$P_{\text{сеп}}$  – середнє значення електричного навантаження, МВт.

Наведені вище коефіцієнти є класичними показниками нерівномірності ГЕН. За умови, якщо ці коефіцієнти наближені до 1, то графік, що досліджується можна вважати наближеним до рівномірності. Але, на жаль, кожен з цих коефіцієнтів лише вказує загальну залежність між мінімальним, максимальним та середнім значеннями і не враховує поділ графіків на тарифні зони. [40]

Отримані результати розрахунків наведено в таблицях 1.1-1.2. Відповідно до отриманих значень, ми бачимо, що нерівномірність графіків навантаження енергосистеми, загалом, графіків сумарного відпуску електроенергії споживачам, протягом останніх років практично не змінюється. [41].

Як змінювався коефіцієнт нерівномірності графіків електричного навантаження ОЕС України за зимові та літні режимні дні протягом 2009 – 2016 років, можна побачити на рисунках 1.7-1.8.

Таблиця 1.1 – Кількісні показники добових графіків електричного завантаження ОЕС України в зимові режимні дні 2009 – 2016 років.

Рік	$P_{\min}$ , МВт	$P_{\max}$ , МВт	$\bar{P}$ , МВт	$k_H$	$k_3$	$k_{\max}$
16.12.2009	16500	22522	19816	0,733	0,880	1,137
15.12.2010	16944	22712	20084	0,746	0,884	1,131
21.12.2011	16080	22069	19306	0,729	0,875	1,143
19.12.2012	17293	23424	20657	0,734	0,882	1,134
18.12.2013	15963	22117	19270	0,722	0,871	1,148
17.12.2014	14107	17634	16361	0,8	0,928	1,078
16.12.2015	12608	17891	15507	0,705	0,867	1,154
21.12.2016	13138	18225	16155	0,721	0,886	1,128

Таблиця 1.2 - Кількісні показники добових графіків електричного завантаження ОЕС України в літні режимні дні 2009 – 2016 років

Рік	$P_{\min}$ , МВт	$P_{\max}$ , МВт	$\bar{P}$ , МВт	$k_H$	$k_3$	$k_{\max}$
17.06.2009	12247	15427	14260	0,794	0,924	1,082
16.06.2010	13803	17566	16063	0,786	0,914	1,094
15.06.2011	13271	17317	15746	0,766	0,909	1,100
20.06.2012	14150	18513	16850	0,764	0,91	1,099
19.06.2013	13309	17874	15985	0,745	0,89	1,118
18.06.2014	12011	15629	14132	0,768	0,904	1,106
17.06.2015	10221	13668	12448	0,858	0,911	1,098
15.06.2016	9784	13591	12089	0,72	0,889	1,124

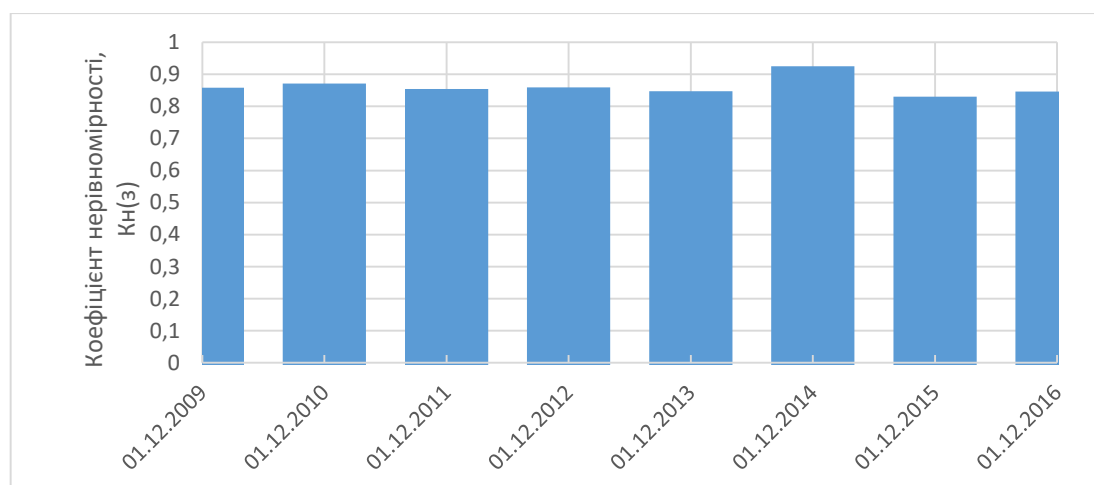


Рисунок 1.7 – Коефіцієнти нерівномірності добових графіків електричного завантаження ОЕС України в зимові режимні дні протягом 2009 - 2016 років

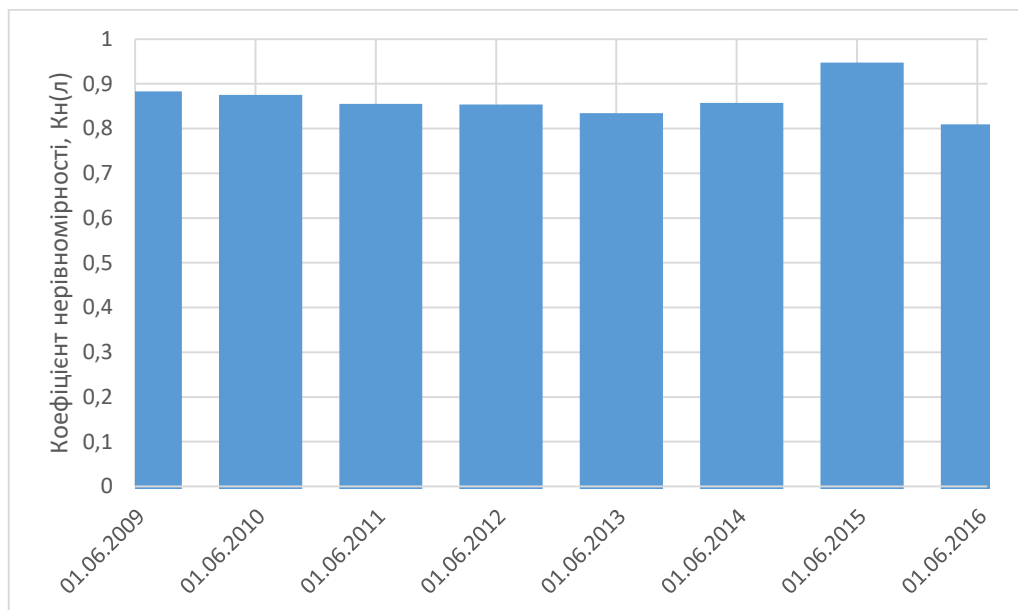


Рисунок 1.8 – Коефіцієнти нерівномірності добових графіків електричного завантаження ОЕС України в літні режимні дня протягом 2009 - 2016 років

Відповідно рисункам 1.7-1.8 та даним з таблиць 1.1-1.2, можемо зробити висновок, що добові графіки електричного навантаження енергосистеми впродовж останніх 7 років мали практично однакову нерівномірність, що свідчить про необхідність у керування попитом споживачів на електричну потужність.

### 1.3.1 Аналіз динаміки зміни кількості та складу споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи

Як свідчать статистичні дані, загальна кількість українських споживачів електричної енергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи (для стислості надалі їх можна називати «дифтарифними» споживачами), за останні роки почала зменшуватись (рисунок 1.9).

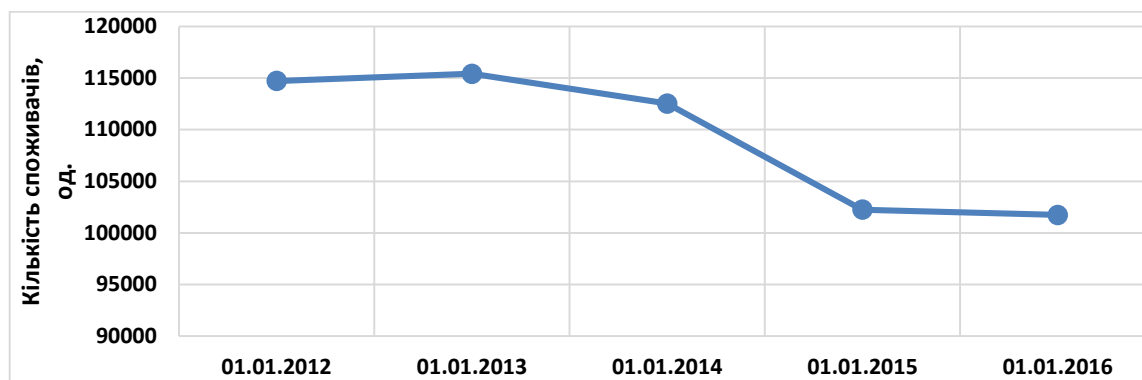


Рисунок 1.9 – Динаміка зміни загальної кількості споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи (2012 – 2016 роки).

Отже, з рисунку 1.9 робимо висновок, що використання диференційованих за зонами доби тарифів на сьогоднішній день вже не має сильного стимулюючого ефекту для споживачів.

Проте, якщо розглянути динаміку зміни кількості споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, для різних груп споживачів, то така зміна мала різний та нестійкий характер протягом 2013-2016 років (рисунок 1.10).

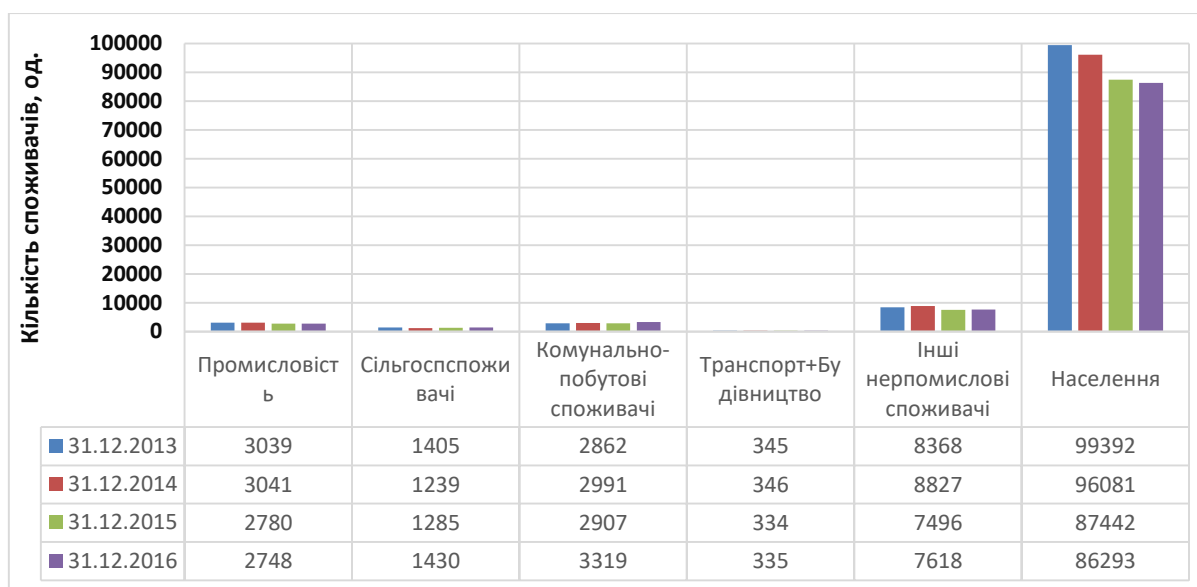


Рисунок 1.10 – Динаміка зміни кількості споживачів електроенергії, що використовують зонні тарифи, протягом 2013 – 2016 років за групами споживачів

Із рисунку 1.10 ми бачимо, що з 2013 року для всіх груп споживачів спостерігається зменшення кількості «дифтарифних» споживачів, але у групі «Комунально-побутові споживачі» та «Сільгоспспоживачі» спостерігається незначне збільшення їх кількості.

Розглянемо структуру споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи і представимо її на рисунку 1.11.

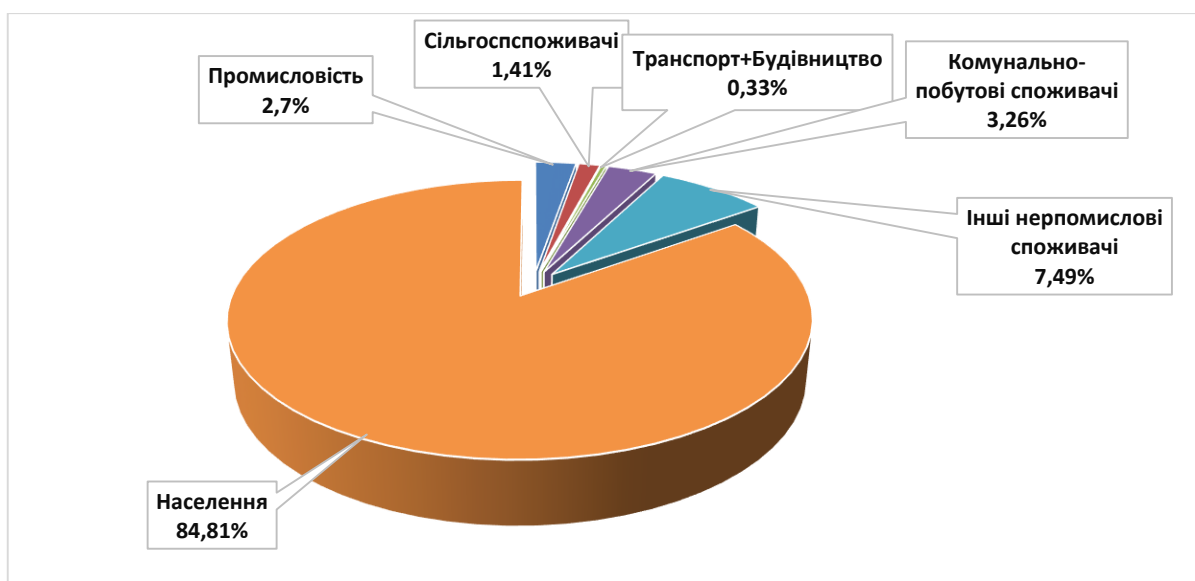


Рисунок 1.11 – Структура кількості споживачів електроенергії, що використовують зонні тарифи, за групами споживачів станом на 31.12.2016

Станом на 31.12.2016 найбільша кількість споживачів належить до групи «Населення» (84,81 %). Значно меншу кількість «дифтарифних» споживачів мають такі групи як «Інші непромислові споживачі» та «Промисловість».

Переважає частина споживачів електричної енергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи (приблизно 85 %), належить до групи «Населення». «Дифтарифні» споживачі цієї групи представляють собою велику кількість малих, головним чином побутових споживачів, одинична електрична потужність котрих незначна. Проте, приймаючи до уваги кількість таких споживачів,

а також помітне збільшення одиничної електричної потужності, що споживається слід чекати, що «дифтарифні» споживачі, які відносяться до групи «Населення», зможуть значно впливати на конфігурацію графіків електричного навантаження об'єднаної енергосистеми України.

Необхідно звернути увагу також на те, що кількість споживачів, що використовують диференційовані за часом тарифи на електроенергію, що відносяться до групи «Промисловість», поступово стабілізується та навіть спостерігається тенденція до його зниження. Це свідчить про те, що можливості впливу «дифтарифних» споживачів цієї групи на режими споживання електроенергії в ОЕС України в умовах діючих диференційованих за добовими зонами тарифів поступово вичерпуються.

### 1.3.2 Аналіз динаміки зміни попиту на електричну енергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи

Динаміка зміни загального попиту на електричну енергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2009 – 2016 років приведена на рисунку 1.12. При цьому помітно, що в 2014 році загальний попит на електричну енергію «дифтарифних» споживачів суттєво зменшився. Проте вже протягом 2015 – 2016 років витрата електроенергії всіма споживачами, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, почала поступово збільшуватись.

Крім того, протягом останніх 5 років помітна тенденція зниження попиту на електричну енергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до таких груп споживачів, як «Електрифікований транспорт», «Житлово-комунальне господарство» та навіть «Населення». Тільки споживачі, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи та що відносяться до групи «Сільгоспспоживачі», в період 2013 – 2016 років систематично збільшували свій попит на електричну енергію (рисунок 1.14).

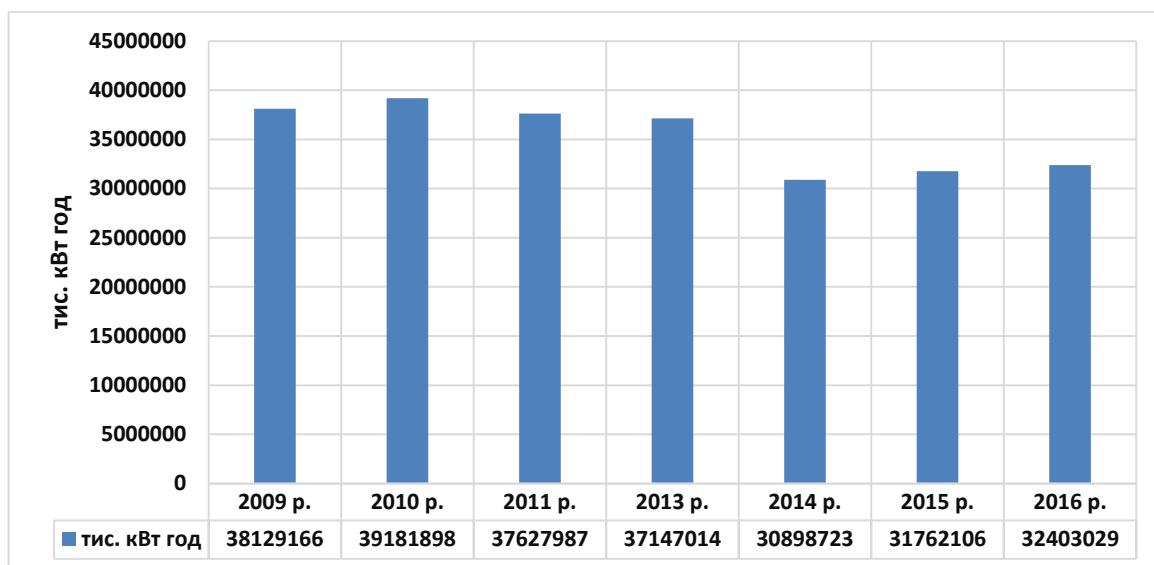
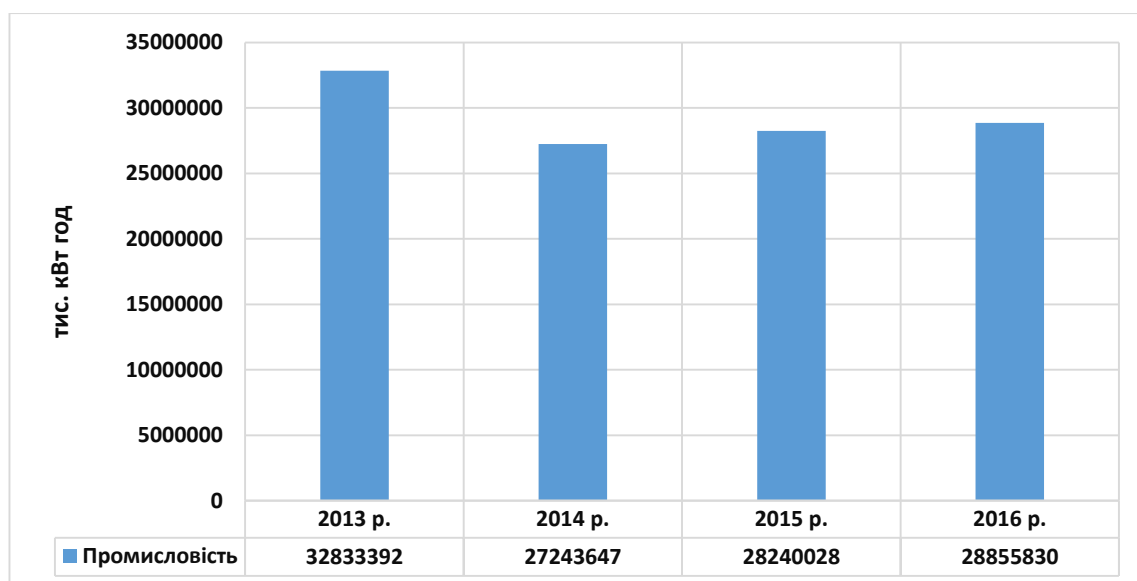


Рисунок 1.12 – Динаміка зміни попиту на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2009 – 2016 років



Малюнок 1.13 – Динаміка зміни попиту на електроенергію промислових споживачів, що використовують диференційовані за часом тарифи, протягом 2013 – 2016 років.

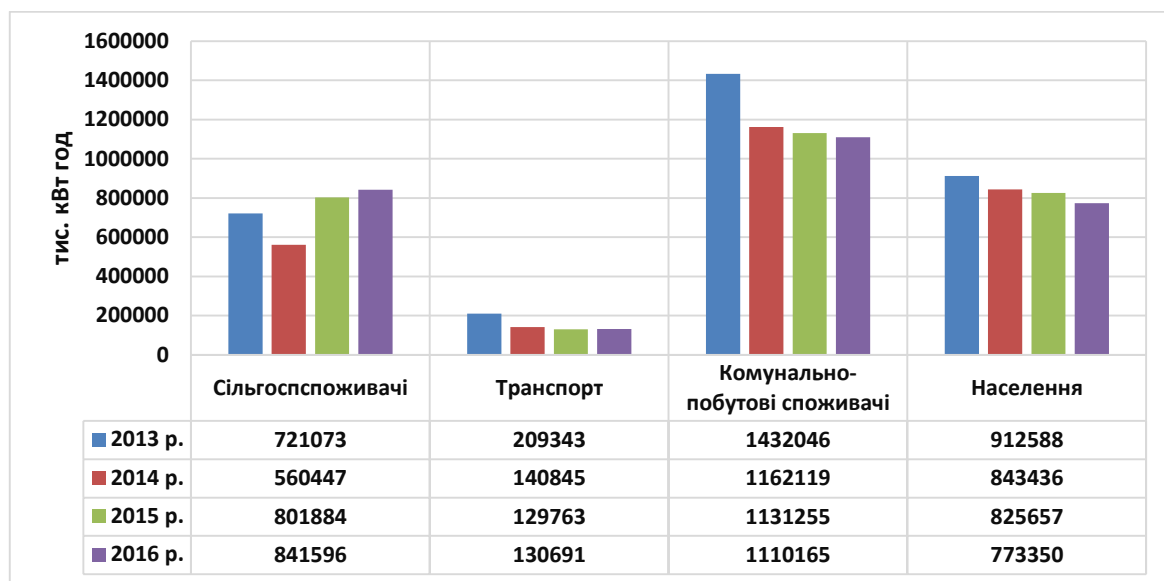


Рисунок 1.14 – Динаміка зміни попиту на електроенергію споживачів інших груп (крім промислових), що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2013 – 2016 років

Попит на електричну енергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи (рисунок 1.15), що відносяться до групи «Промисловість», переважає. Частка цих споживачів в загальній витраті електроенергії складає 89 %. Наступними за об'ємом електроспоживання є споживачі, що відносяться до груп «Комунально-побутові споживачі» та «Сільгоспспоживачі».

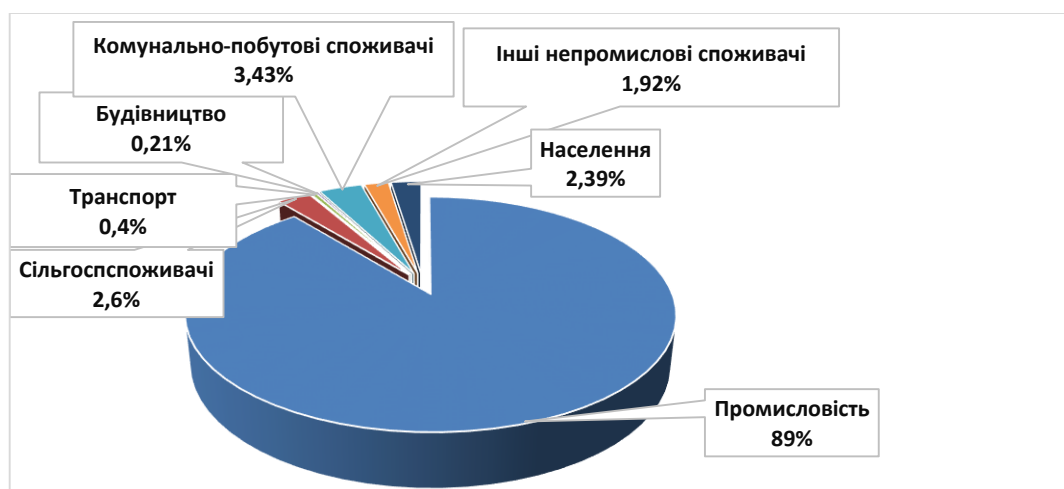


Рисунок 1.15 – Структура попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до різних груп (на 31.12.2016 року).



Приведені вище дані дозволяють зробити наступні висновки.

Домінуючу частину (близько 90 %) загальної витрати електроенергії «дифтарифними» споживачами протягом 10 попередніх років і до сьогодні складає попит на електроенергію промислових споживачів, що використовують зонні тарифи. Дана ситуація дозволяє припустити, що ця група споживачів протягом всього періоду, що аналізується, найбільш суттєво впливала на режими споживання електричної енергії в об'єднаній енергетичній системі України.

### 1.3.3 Узагальнена оцінка результатів використання диференційованих за добовими зонами тарифів як засобу керування режимами споживання електричної енергії в ОЕС України

Під режимами споживання електроенергії на будь якому об'єкті розуміють характер зміни під час його електричного навантаження, котрий може бути представлений у вигляді відповідних графіків. Отже, аналізуючи результат впливу диференційованих за часом тарифів на зміну режимів споживання електроенергії в об'єднаній енергосистемі, необхідно досліджувати вплив цих тарифів на зміну конфігурації характерних (середньостатистичних) або режимних графіків її електричного навантаження. До того ж мова йде про добові графіки навантаження, оскільки диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію мають сприяти зміні конфігурації саме цих графіків.

Очевидно, що основним призначенням диференційованих за зонами доби тарифів є економічне стимулювання споживачів до таких змін їх попиту на потужність, котрі сприяли б вирівнюванню добових графіків електричного навантаження енергосистеми. Тому результати застосування в Україні зонних тарифів можна оцінити, виходячи з динаміки зміни об'ємів витрати електроенергії всіма «дифтарифними» споживачами у розрізі відповідних добових зон (рисунок 1.16).

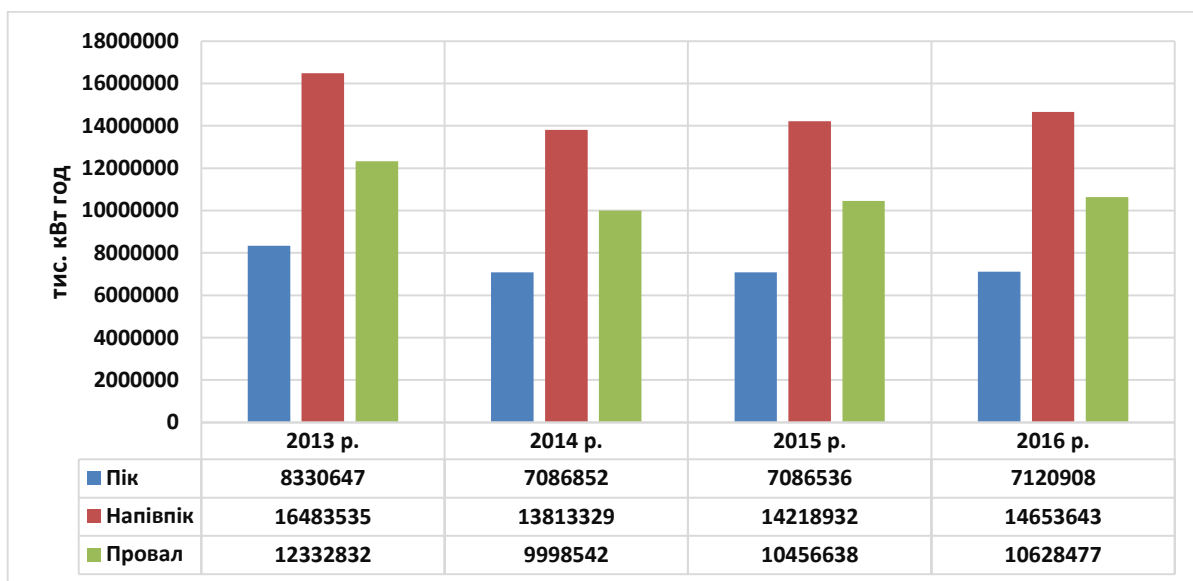


Рисунок 1.16 – Динаміка зміни річної витрати електроенергії за добовими зонами всіма «дифтарифними» споживачами протягом 2013 – 2016 років

Рисунок 1.16 підтверджує, що протягом 2013 – 2016 років, не дивлячись на щорічну зміну загального попиту на електроенергію всіх споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, відношення між об'ємами електричної енергії, що використовується цими споживачами у відповідних добових зонах, залишалось майже незмінним.

#### 1.4 Розширене дослідження диференційованих за зонами доби тарифів

##### 1.4.1 Оцінка характеру та ступеню впливу попиту споживачів на електричну потужність на нерівномірність графіків навантаження енергосистеми

Характер та ступінь впливу зміни попиту на електричну потужність різних груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми можна оцінювати, аналізуючи спільно фактичні добові графіки навантаження енергосистеми і відповідних груп споживачів, зафіксовані в режимні дні.

З цією метою зафіксовані в кожну (наприклад,  $j$ -у) годину доби значення електричного навантаження енергосистеми ( $P_{c,j}$ ) і кожної (наприклад,  $i$ -ї) групи споживачів ( $P_{n,ij}$ ) необхідно розглядати як елементи статистичних вибірок значень

відповідних випадкових величин. Кожна із цих вибірок містить 24 елемента. Для кожної із вказаних вибірок за відомими формулам можуть бути визначені їх основні статистичні характеристики: середнє значення електричного навантаження ( $P_{cp}$ ) і дисперсія ( $D$ ) погодинних значень навантаження відносно її середньої величини.

Оцінити характер та ступінь взаємного впливу деяких двох випадкових величин або рядів динаміки можна різними способами. Зокрема, як відомо, для цієї мети можуть бути використані методи кореляційного аналізу [42-43]. При цьому слід пам'ятати, що кореляційна залежність відображає статистичний (імовірнісний) зв'язок між випадковими величинами, при наявності котрого їх взаємний вплив проявляється лише як деяка тенденція (наприклад, при зміні деякої випадкової величини  $X$  інша випадкова величина  $Y$  має тенденцію також змінюватись визначеним чином).

Тісноту статистичного зв'язку між двома випадковими величинами характеризує коефіцієнт парної кореляції ( $R_{x,y}$ ), котрий в загальному випадку може приймати значення в інтервалі  $-1 < R_{x,y} < 1$ . Як відомо, близькі до нуля значення коефіцієнта парної кореляції свідчать про повну відсутність статистичного взаємозв'язку між випадковими величинами. Достатньо ж близькі до плюс чи мінус одиниці значення коефіцієнта кореляції є ознакою наявності такого взаємозв'язку. Діапазони абсолютних значень коефіцієнта кореляції, котрі дозволяють судити про тісноту статистичного взаємозв'язку між випадковими величинами, наведені в таблиці 1.3.

При цьому якщо  $R_{x,y} > 0$ , кажуть про позитивну кореляцію. Це значить, що при зростанні значень однієї із випадкових величин інша випадкова величина також має тенденцію в середньому зростати. І відповідно, якщо  $R_{x,y} < 0$ , – кореляція негативна, тобто при зростанні значень однієї із величин інша має тенденцію в середньому зменшуватись.

Таблиця 1.3 – Діапазони абсолютних значень коефіцієнта кореляції, котрі відповідають суттєво різній тісноті статистичного взаємозв'язку між випадковими величинами

$R_{x,y} = 0 \dots 0,2$	Дуже слабкий зв'язок
$R_{x,y} = 0,2 \dots 0,4$	Слабкий зв'язок
$R_{x,y} = 0,4 \dots 0,7$	Середній зв'язок
$R_{x,y} = 0,7 \dots 0,9$	Сильний зв'язок
$R_{x,y} = 0,9 \dots 1,0$	Дуже сильний зв'язок
$R_{x,y} = 1,0$	Функціональний зв'язок

Таким чином, знак і величина коефіцієнта кореляції дозволяють судити про те, наскільки тісним є статистичний зв'язок між двома випадковими величинами, а також про те, який характер має цей зв'язок, тобто, наскільки синхронно змінюються в часі числові значення випадкових величин, що розглядаються (наскільки подібними за конфігурацією є графіки їх зміни).

Отже, однією з ознак впливу зміни попиту на електричну потужність деякої  $i$ -ї групи споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми може бути подібність конфігурації відповідних добових графіків. Як було сказано, кількісною оцінкою подібності конфігурації графіків навантаження, що розглядаються, може бути знак і величина відповідного коефіцієнта парної кореляції ( $R_{ec,cn.i}$ ), що розраховується за формулою 1.4.

$$R_{ec,cn.i} = \frac{\sum_{j=1}^N (P_{ec.j} - P_{сер.ес}) \cdot (P_{cn.ij} - P_{сер.cn.i})}{(N-1) \cdot \sigma_{ec} \cdot \sigma_{cn.i}}, \quad (1.4)$$

де  $P_{ec.j}$  і  $P_{сер.ес}$  – відповідно поточне годинне (для  $j$ -ї години доби) і середнє значення електричного навантаження енергосистеми, МВт;

$P_{cn,ij}$  и  $P_{сер.cn,i}$  – поточна годинна і середня величина навантаження  $i$ -ї групи споживачів, МВт;

$\sigma_{ec}$  и  $\sigma_{cn,i}$  – середньоквадратичне відхилення годинних значень електричного навантаження відповідно енергосистеми та  $i$ -ї групи споживачів від середньої величини цього навантаження;

$N$  – кількість елементів (значень електричної потужності) в кожній із вибірок ( $N = 24$ ).

Характер впливу зміни попиту на електричну потужність тієї чи іншої групи споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми визначається на підставі знаку розрахованих коефіцієнтів кореляції. Так, якщо знак коефіцієнта кореляції позитивний, то це свідчить про те, що збільшення попиту на потужність відповідної групи споживачів в середньому призводить до зростання електричного навантаження енергосистеми. Якщо ж коефіцієнт кореляції має негативний знак, то це свідчить про те, що збільшення попиту на потужність цієї групи споживачів в середньому призводить до зниження навантаження енергосистеми.

Іншими словами, позитивний коефіцієнт кореляції свідчить про те, що годинні електричні навантаження деякої групи споживачів і енергосистеми змінюються в часі більш-менш синхронно, а негативний коефіцієнт кореляції – про те, що відповідні графіки в більшій чи меншій ступені є «дзеркальними». При цьому про ступінь синхронності зміни годинних навантажень, що розглядаються, дозволяє судити чисельне значення коефіцієнта кореляції: чим ближче його значення до плюс чи мінус одиниці (тобто, чим більш тісний статистичний зв'язок спостерігається між відповідними графіками навантаження), тим відповідно більш синхронними чи більш «дзеркальними» є ці графіки.

В якості прикладу з використанням залежності (1.4) були визначені чисельні значення коефіцієнти парної кореляції між графіками навантаження енергосистеми і графіками зміни попиту на потужність основних груп споживачів для зимових та

літніх режимних днів 2014 - 2016 років [44]. Результати розрахунку цих коефіцієнтів кореляції наведені в таблицях 1.4 та 1.5.

Таблиця 1.4 – Результати оцінки впливу зміни попиту на електричну потужність основних груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження ОЕС України для літніх режимних днів

Дата	Назва групи споживачів	$R$	$K_{вкл}$	$K_{впл}$	$K_{інд.впл}$
18.06.2014	Промисловість	0,158	0,499	0,036	0,021
	Сільське господарство	-0,292	0,022	-0,009	-0,021
	Транспорт	0,589	0,052	0,027	0,053
	Будівництво	0,838	0,004	0,012	0,025
	Ком. споживачі	0,939	0,039	0,047	0,096
	Населення	0,955	0,382	0,887	0,911
17.06.2015	Промисловість	0,411	0,189	0,084	0,127
	Сільське господарство	0,196	0,006	0,0044	0,0083
	Транспорт	0,617	0,033	0,029	0,055
	Будівництво	0,885	0,004	0,013	0,026
	Ком. споживачі	0,943	0,041	0,046	0,089
	Населення	0,962	0,393	0,824	0,914
18.06.2016	Промисловість	0,429	0,203	0,073	0,116
	Сільське господарство	-0,019	-0,0005	-0,0004	-0,0012
	Транспорт	0,637	0,033	0,029	0,055
	Будівництво	0,825	0,005	0,012	0,024
	Ком. споживачі	0,932	0,039	0,052	0,10
	Населення	0,971	0,39	0,836	0,931

Таблиця 1.5 – Результати оцінки впливу зміни попиту на електричну потужність основних груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження ОЕС України для зимових режимних днів

Дата	Назва групи споживачів	$R$	$K_{вкл}$	$K_{впл}$	$K_{інд.впл}$
1	2	4	6	7	8
17.12.2014	Промисловість	-0,322	0,413	-0,094	-0,311
	Сільське господарство	0,376	0,02	0,01	0,021
	Транспорт	0,737	0,052	0,044	0,089
	Будівництво	0,812	0,0005	0,013	0,026
	Ком. споживачі	0,933	0,053	0,05	0,102
	Населення	0,939	0,456	0,976	0,872

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6
19.12.2015	Промисловість	0,455	0,194	0,092	0,133
	Сільське господарство	0,315	0,0008	0,00685	-0,0004
	Транспорт	0,704	0,031	0,031	0,049
	Будівництво	0,84	0,0045	0,011	0,01
	Ком. споживачі	0,928	0,046	0,041	0,069
	Населення	0,964	0,426	0,818	0,915
17.12.2016	Промисловість	0,567	0,23	0,127	0,203
	Сільське господарство	0,275	0,006	0,005	0,01
	Транспорт	0,779	0,042	0,033	0,064
	Будівництво	0,909	0,005	0,011	0,022
	Ком. споживачі	0,959	0,046	0,04	0,07
	Населення	0,962	0,446	0,784	0,904

Визначені таким чином чисельні значення коефіцієнтів кореляції між графіком електричного навантаження енергосистеми і графіками попиту на потужність груп споживачів, що розглядаються, дозволяють зробити висновок відносно того, наскільки тісний статистичний зв'язок існує між зміною попиту на потужність цих споживачів та зміною навантаження енергосистеми [44].

Так, якщо судити за величиною та знаку вказаних в таблицях 1.4 – 1.5 значень коефіцієнтів кореляції, то можна сказати, що найбільш сильний статистичний зв'язок спостерігається між добовими графіками навантаження енергосистеми та графіками попиту на потужність комунальних споживачів і населення. Причому кореляція між цими графіками позитивна. Тобто годинні значення навантаження енергосистеми в указані режимні дні змінювались практично синхронно зі зміною годинного попиту на потужність цих груп споживачів. Однак при цьому викликає сумнів, що зміна попиту на потужність кожної із цих груп споживачів однаково сильно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми, оскільки їх частка в загальному навантаженні ОЕС суттєво різна [44].

Отже, можна зробити висновок, що коефіцієнти парної кореляції між графіками навантаження енергосистеми та окремих груп споживачів самі по собі не можуть служити достатньо об'єктивною кількісною оцінкою ступеню впливу зміни попиту на потужність цих споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми [44].

При цьому необхідно пам'ятати також, що чисельні значення коефіцієнта кореляції між будь-якими двома випадковими величинами дають уявлення лише про ступінь «синхронності» зміни у часі цих величин, але ніяк не дозволяють судити про наявність причинно-наслідкового зв'язку між ними, тобто про вплив однієї з цих величин на іншу.

Враховуючи сказане вище, можна припустити, що для того щоб отримати більш об'єктивну оцінку характеру та ступеню впливу зміни попиту на потужність деякої групи споживачів на нерівномірність електричного навантаження енергосистеми, недостатньо визначити лише тісноту статистичного взаємозв'язку між відповідними добовими графіками навантаження. Для цього необхідно також враховувати, наскільки вагомим є попит на потужність даної групи споживачів в загальному навантаженні ОЕС.

Очевидно, що в якості кількісної оцінки частки електричної потужності, що використовується будь-якою групою споживачів, в загальному навантаженні енергосистеми може служити величина співвідношення між середньою потужністю даної (наприклад,  $i$ -ї) групи ( $P_{сер.п.i}$ ) і середнього навантаження енергосистеми ( $P_{сер.с}$ ), зафіксованими протягом відповідної режимної доби. Це співвідношення для стислості можна назвати коефіцієнтом вагомості групи споживачів.

Таким чином, враховуючи одночасно тісноту статистичного взаємозв'язку між годинними значеннями електричного навантаження енергосистеми та ( $i$ -ї) групи споживачів, що розглядається, а також залежність середніх навантажень даної групи з енергосистемою, можна визначити деякий показник, котрий може бути названий коефіцієнтом вкладу групи споживачів ( $K_{вкл.сп.i}$ ) в нерівномірність добового графіка навантаження енергосистеми і визначається за формулою 1.5.

$$K_{вкл.сп.i} = R_{ес,сп.i} \cdot \frac{P_{сер.сп.i}}{P_{сер.ес}}, \quad (1.5)$$



де  $R_{ec,cn,i}$  – коефіцієнт парної кореляції між добовими графіками навантаження енергосистеми та відповідної групи споживачів, що визначається на основі формули (1.4).

Чисельні значення коефіцієнтів вагомості та вкладу для всіх груп споживачів, що розглядаються, визначені для зимових і літніх режимних графіків навантаження 2014 - 2016 років на основі залежності (1.5), також наведені в таблицях 1.4 – 1.5.

Як вже було сказано, будь який графік електричного навантаження можна розглядати як вибірку значень відповідної випадкової величини. При цьому з точки зору математичної статистики нерівномірність цієї випадкової величини характеризує дисперсія її значень. Отже, ступінь нерівномірності добових графіків електричного навантаження енергосистеми чи груп споживачів також може бути оцінена величиною дисперсії відповідних значень погодинної потужності.

Тоді, приймаючи до уваги, що графік навантаження енергосистеми представляє собою результат підсумовування графіків навантаження всіх груп споживачів, що розглядаються, кількісна оцінка характеру та ступеню впливу зміни їх попиту на потужність на нерівномірність електричного навантаження енергосистеми може бути отримана шляхом визначення так званого коефіцієнта впливу ( $K_{впл}$ ). Чисельне значення такого коефіцієнта для деякої  $i$ -ї групи споживачів розраховується за формулою:

$$K_{впл,i} = \frac{D_{cn,i} + \sum_{k=1}^C \text{cov}_k(P_{cn,ij} \cdot P_{cn,lj})}{D_{ec}}, \quad (1.6)$$

де  $D_{cn,i}$  і  $D_{ec}$  – відповідно дисперсія графіка електричного навантаження  $i$ -ї групи споживачів і енергосистеми;

$C$  – кількість неповторних попарних коваріацій між значеннями погодинного навантаження  $i$ -ї групи споживачів

( $P_{cn.ij}$ ) и величинами погодинного навантаження кожної із інших груп споживачів, наприклад,  $l$ -ї групи ( $P_{cn.lj}$ ), котрі розглядаються одночасно, МВт.

В свою чергу, кожна із використаних у формулі (1.6) коваріацій (наприклад, деяка  $k$ -а коваріація) розраховується за формулою:

$$\text{cov}_k(P_{cn.ij} \cdot P_{cn.lj}) = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{j=1}^N (P_{cn.ij} - P_{сep.cn.i})(P_{cn.lj} - P_{сep.cn.l}), \quad (1.7)$$

де  $P_{cn.ij}$  и  $P_{cn.lj}$  – попит на електричну потужність в  $j$ -у годину режимної доби відповідно  $i$ -ї и  $l$ -ї групи споживачів, МВт;

$P_{сep.cn.i}$  и  $P_{сep.cn.l}$  – середнє значення електричного навантаження відповідно  $i$ -ї и  $l$ -ї групи споживачів за режимну добу, МВт;

$N$  – кількість значень електричної потужності в кожній із вибірок ( $N = 24$ ).

Чисельні значення коефіцієнтів впливу, визначенні з використанням залежностей (1.6) і (1.7), дозволяють судити про те, яку частину (у %) повної дисперсії добового графіку електричного навантаження енергосистеми створює графік попиту на потужність тієї чи іншої групи споживачів. Причому позитивна величина коефіцієнта впливу свідчить про те, що характер попиту на потужність відповідної групи споживачів вносить визначений вклад у збільшення дисперсії (тобто, нерівномірності) графіка навантаження енергосистеми, а негативний коефіцієнт впливу є ознакою того, що зміна попиту на потужність деякої групи споживачів знижує нерівномірність навантаження енергосистеми.

Приклад розрахунку значень коефіцієнтів впливу для всіх груп споживачів, що розглядаються, виконано для зимових і літніх режимних графіків навантаження 2014 - 2016 років з використанням залежностей (1.6) і (1.7), а його результати наведені в таблицях 1.4 і 1.5.

Алгебраїчна сума значень коефіцієнтів впливу всіх груп споживачів, що розглядаються одночасно, рівна одиниці, що є підтвердженням того, що попит на

потужність цих груп споживачів формує відповідний сумарний графік відпуску електроенергії в ОЕС. При цьому спільна зміна попиту груп споживачів, що розглядаються, на потужність визначає повну дисперсію графіку електричного навантаження енергосистеми, тобто, його нерівномірність.

Таким чином, можна припустити, що сукупність вказаних коефіцієнтів впливу, визначених на підставі даних того чи іншого режимного дня для всіх одночасно груп споживачів, що аналізуються, дозволяє достатньо об'єктивно кількісно оцінювати характер та ступінь впливу зміни їх попиту на потужність на нерівномірність добового навантаження енергосистеми.

Однак при цьому залежності (1.6) і (1.7), що використовуються, наштовхують на думку про те, що чисельні значення окремо взятих коефіцієнтів впливу відображають не «індивідуальний» вплив зміни попиту на потужність тієї чи іншої групи споживачів на конфігурацію добових графіків електричного навантаження енергосистеми. Скоріш ці коефіцієнти дозволяють оцінювати «спільний» вплив цієї групи на нерівномірність графіка навантаження енергосистеми, що створюється в результаті «взаємодії» графіків використання потужності даною групою споживачів з графіками навантаження всіх інших груп, що аналізуються одночасно [44]. Таке припущення засноване на тому, що в рівнянні (1.6) є сума коваріацій між годинними значеннями електричного навантаження всіх груп споживачів, що одночасно розглядаються [44].

Виходячи з цього, досить логічно припустити також, що чисельні значення коефіцієнтів впливу в визначеній мірі залежать від складу груп споживачів, що одночасно розглядаються. Більш того, значення коефіцієнтів впливу, визначені для однієї і тієї ж групи, можуть суттєво відрізнятися один від одного, не тільки у разі зміни конфігурації графіків навантаження самих груп споживачів, що аналізуються, але також і при зміні характеру попиту на потужність інших груп. Причому визначити, що саме і в якій мірі є причиною зміни чисельних значень коефіцієнтів впливу, не представляється можливим. Підтвердженням тому є приведені в таблицях 1.4 і 1.5 значення коефіцієнтів впливу, що розраховані для одних и тих же груп

споживачів по даним режимних днів 2014 - 2016 років (особливо це помітно для зимових режимних днів).

Таким чином, можна стверджувати, що коефіцієнти впливу, що визначаються на основі залежностей (1.6) і (1.7), так само як і коефіцієнти вкладу, не можна вважати достатньо об'єктивною оцінкою характеру та ступеню «індивідуального» впливу зміни попиту на потужність будь-якої окремо взятої групи споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми. При цьому очевидно, що для прийняття обґрунтованих рішень в області керування попитом споживачів на електричну потужність, перш за все, необхідно об'єктивно оцінювати саме «індивідуальний» вплив окремих споживачів чи їх груп на нерівномірність графіків навантаження енергосистеми.

Приймаючи до уваги все сказане вище, здається доцільним використовувати дещо інший нетрадиційний підхід до визначення згаданих вище коефіцієнтів впливу. Такі, модифіковані коефіцієнти впливу у відповідності з їх головною особливістю можуть бути названі коефіцієнтами індивідуального впливу зміни попиту споживачів на потужність на нерівномірність навантаження енергосистеми [44-45].

Чисельне значення такого коефіцієнта для будь-якої групи споживачів можна визначити досить простим, але логічно досить обґрунтованим способом: шляхом «виключення» впливу зміни попиту на потужність даної групи на конфігурацію добового графіка навантаження енергосистеми. З цією метою реальний графік використання електричної потужності розглянутою групою споживачів протягом відповідного режимного дня необхідно замістити «ідеальним» графіком, що не впливає на нерівномірність навантаження енергосистеми. У такого «ідеального» графіка всі годинні значення навантаження однакові і рівні середній потужності даної групи споживачів, що відповідає фактичному добовому графіку її навантаження [44-45].

При такому заміщенні реального графіка попиту на потужність будь-якої групи споживачів «ідеальним», конфігурація і, відповідно, дисперсія добового графіка навантаження енергосистеми для відповідного режимного дня зміниться, але її

середнє навантаження залишиться незмінним. Конфігурація «нового», зміненого в результаті вказаного «заміщення» графіка навантаження енергосистеми моделюється шляхом складання погодинних значень електричної потужності всіх груп споживачів, що одночасно розглядаються.

Для зміненого графіка навантаження енергосистеми визначається «нова» величина дисперсії ( $D_{ес.зм.}$ ) годинних навантажень енергосистеми відносно їх середнього значення. При цьому коефіцієнт індивідуального впливу зміни попиту на потужність ( $i$ -ої) групи споживачів, що аналізується, на нерівномірність навантаження енергосистеми ( $K_{інд.вл.і}$ ) розраховується [44-45]:

$$K_{інд.вл.і} = \frac{(D_{ес.факт.} - D_{ес.зм.і})}{D_{ес.факт.}}, \quad (1.8)$$

де  $D_{ес.факт.}$  – дисперсія реального графіка навантаження енергосистеми у відповідний режимний день;

$D_{ес.зм.і}$  – дисперсія штучної зміни графіка навантаження енергосистеми, побудованого шляхом заміщення фактичного графіка навантаження  $i$ -ої групи споживачів ідеально рівним графіком, в котрому всі годинні значення потужності рівні фактичному середньому навантаженню цієї групи.

Чисельні значення коефіцієнтів індивідуального впливу, визначені за допомогою залежності (1.8) для всіх груп споживачів, що розглядаються, також наведені в таблицях 1.4 і 1.5. Знак та величина цих коефіцієнтів визначають, в яку сторону і наскільки могла б змінитися дисперсія відповідного добового графіка навантаження енергосистеми, якщо б на його нерівномірність не впливав реальний характер попиту на потужність тієї чи іншої групи споживачів.

Знаки коефіцієнтів індивідуального впливу відображають такий саме характер впливу зміни попиту на потужність тієї чи іншої групи споживачів на нерівномірність добового навантаження енергосистеми, що і знаки коефіцієнтів вкладу і коефіцієнтів впливу. Тобто, позитивне значення коефіцієнта індивідуального впливу свідчить про

те, що зміна попиту на потужність відповідної групи споживачів збільшує дисперсію (нерівномірність) графіку навантаження енергосистеми, а негативний коефіцієнт індивідуального впливу є ознакою того, що зміна попиту на потужність деякої групи споживачів знижує нерівномірність навантаження енергосистеми.

При цьому, як було сказано, отримані з використанням залежності (1.8) чисельні значення цих коефіцієнтів більш об'єктивно відображають «індивідуальний» вплив характеру попиту на потужність кожної із груп споживачів, що розглядаються, на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми, ніж традиційні коефіцієнти впливу, що визначаються за допомогою залежностей (1.6) та (1.7).

#### 1.4.2 Аналіз коректності встановлення меж, а також тривалості тарифних зон доби

Метою проведення цієї частини розширеного дослідження діючих в Україні диференційованих за часом тарифів на електроенергію є оцінка відповідності меж і тривалості тарифних зон доби, узгоджених Національною комісією України, котра здійснює державне регулювання в сферах енергетики і комунальних послуг (НКРЕ КП), сучасним потребам керування попитом споживачів на електричну потужність [46].

ДП НЕК «Укренерго» за погодженням з НКРЕКП було встановлено межі тарифних зон для розрахунків споживачів електричної енергії, крім населення, а також окремо встановлені межі тарифних зон доби для побутових споживачів, які мають спрощений вигляд та є однаковими для усіх тарифних сезонів року.

В зв'язку з цим, як було досліджено в роботі В.Д. Плачинда, Т.В. Яровицина, А.І. Замулко, Ю.В. Чернецька «Актуальні питання використання тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу», межі тарифних зон і значення тарифних коефіцієнтів, що пропонуються для розрахунків населенню суттєво відрізняються від зон доби, які встановлені для інших споживачів. Виходячи

з цього, необхідно гармонізувати тарифні зони доби з точки зору вимог для керування електроспоживанням.

На сьогодні для розрахунків споживачів електроенергії з електропередавальними організаціями постановою НКРЕ КП від 20.12.2001 р. № 1241 «Про тарифи, диференційовані за періодами часу» (зі змінами від 22.01.2015 р.) [95] узгоджені межі та граничні значення тривалості тарифних зон доби, а також відповідні тарифні коефіцієнти (таблиця 1.6).

Таблиця 1.6. Діючі тарифні зони доби і тарифні коефіцієнти для споживачів електроенергії

Тарифний сезон	Пікова зона ( $k=1,8$ )	Напівпікова зона ( $k=1,02$ )	Нічна зона ( $k=0,25$ )
<i>Зимовий сезон:</i> січень, лютий, листопад і грудень	8.00-10.00; 17.00-21.00	6.00-8.00; 10.00-17.00; 21.00-23.00	23.00-6.00
<i>Міжсезоння:</i> березень, квітень, вересень і жовтень	8.00-10.00; 18.00-22.00	6.00-8.00; 10.00-18.00; 22.00-23.00	23.00-6.00
<i>Літній сезон:</i> травень, червень, липень і серпень	8.00-11.00; 20.00-23.00	7.00-8.00; 11.00-20.00; 23.00-24.00	24.00-7.00

Очевидно, що призначенням диференційованих за часом тарифів є створення економічних умов для поступової, сприятливої для енергосистеми, зміни режимів споживання електроенергії. При цьому отримані з їх допомогою економічні «сигнали» споживачам мають бути «правильними», тобто мають максимально відповідати фактичним режимам виробництва енергії та потрібним напрямкам їх зміни. Таким чином, створення необхідних умов для подальшого цілеспрямованого вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми потребує, щоб встановлені тарифні зони доби відповідали фактичному характеру зміни у часі цього навантаження.

Отже, з метою аналізу такої відповідності, перш за все, необхідно періодично визначати межі та тривалість фактичних зон доби, в межах яких електричне навантаження енергосистеми має статистично різний рівень: максимальний (піковий), середній (напівпіковий) чи мінімальний (нічний).

Для виявлення фактичних періодів доби з різним рівнем потужності енергосистеми, що генерується, може бути використаний метод групування значень її годинного навантаження [47-48]. При його використанні реальні зони доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми визначаються шляхом групування годинних значень її потужності ( $P_j$ ), котрі спостерігались протягом режимної доби відповідного сезону.

Головною ознакою, за якою мають визначатися тривалість і межі фактичних зон доби, є рівень навантаження енергосистеми в кожній зоні, від якого залежить склад, структура та режими роботи генеруючих потужностей, що задіяні для покриття попиту споживачів на електричну потужність, і відповідно, витрати на вироблення електроенергії, її передачу і розподіл. Очевидно, що в середині кожної визначеної зони доби величини погодинного навантаження енергосистеми, в принципі, мають незначно відрізнятися між собою, в той час як середні значення навантаження в різних зонах мають бути помітно різними.

Виходячи з цього, групування величин годинного електричного навантаження енергосистеми здійснюється з використанням одного з статистичних критеріїв (t-критерію Стюдента), використання котрого дозволяє формувати такі групи значень електричної потужності (і відповідні до них години доби), середні величини навантаження енергосистеми всередині котрих статистично суттєво відрізняються між собою. Тобто, використання вказаного критерію дає можливість за об'єктивною ознакою розділити реальні значення годинної електричної потужності (і тим самим, години доби) на групи, котрі відповідають максимальному, середньому та мініимальному навантаженню енергосистеми. Таким чином, на підставі результатів групування годинних значень електричного навантаження енергосистеми можуть



бути визначені фактичні межі та тривалість пікової, напівпікової та нічної зон доби, котрі спостерігались протягом відповідних режимних днів.

З метою групування значень годинного електричного навантаження енергосистеми ( $P_j$ ), визначених на підставі відповідного її режимного добового графіка, ці величини необхідно розглядати як деяку статистичну вибірку, що містить 24 елементи. Причому для подальшої роботи з цією вибіркою наявні у ній значення годинного електричного навантаження енергосистеми ( $P_j$ ) слід розмістити в порядку їх зростання, тобто розмістити ці значення таким чином, щоб на початку ряду розташовувались найменші, а в кінці ряду – найбільші величини годинного навантаження енергосистеми.

Початковий етап групування значень погодинного навантаження енергосистеми полягає в виконанні ітеративної процедури формування з впорядкованого ряду цих значень двох статистичних вибірок змінного об'єму, котрі в загальному випадку містять відповідно  $M$  і  $M+1$  елемент. Кількість елементів в цих вибірках на кожній ітерації збільшується ( $M = 1, \dots, 23$ ). Так, наприклад, на першій ітерації перша з вибірок включає тільки один (перший) елемент впорядкованого ряду значень годинного навантаження енергосистеми, а друга вибірка – два елементи (перший та другий). На другій ітерації перша вибірка містить вже два елементи впорядкованого ряду: перший та другий, а друга вибірка – три елементи: перший, другий і третій. І так далі до повного вичерпання всіх елементів впорядкованого ряду значень годинного електричного навантаження енергосистеми.

На всіх ітераціях для кожної з двох сформованих вибірок необхідно визначити їх основні статистичні характеристики – середнє значення елементів, яких містить відповідна вибірка ( $P_{сер.}$ ), а також дисперсію цих значень відносно їх середньої величини по вибірці ( $D$ ). Наприклад, для деякої  $m$ -ї вибірки середнє значення електричного навантаження енергосистеми ( $P_{сер.m}$ ) і дисперсія величин навантаження, які містить ця вибірка ( $D_m$ ) визначаються за формулами:

$$P_{сер.m} = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M P_j; \quad (1.9)$$

$$D_m = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M (P_j - P_{сер.m})^2, \quad (1.10)$$

де  $P_j$  - значення електричного навантаження енергосистеми в  $j$ -у годину режимної доби, яке увійшло в  $m$ -у вибірку, МВт;

$M$  - кількість елементів (значень електричного навантаження енергосистеми), що увійшли в  $m$ -у вибірку.

На всіх ітераціях для кожної із отриманих пар вибірок величин годинного навантаження енергосистеми необхідно визначити розрахункове значення критерію Стюдента ( $T_p$ ), котре визначається за формулою:

$$T_p = \frac{|P_{сер.m} - P_{сер.m+1}|}{\sqrt{\frac{D_m}{M} + \frac{D_{m+1}}{M+1}}} \quad (1.11)$$

Якщо впорядкований ряд значень погодинного електричного навантаження енергосистеми є рівномірним, тобто числові значення його елементів відрізняються один від одного приблизно на однакову величину, то розрахункові значення критерію Стюдента, що визначаються на кожній ітерації, будуть монотонно спадати.

Якщо ж впорядкований ряд значень навантаження енергосистеми є нерівномірним, то монотонне зменшення розрахункових значень критерію Стюдента буде порушуватись періодичним стрибкоподібним їх ростом. Таким чином, виявлення точок стрибкоподібного збільшення розрахункових значень критерію Стюдента дозволяє встановити, між якими значеннями впорядкованого ряду погодинного електричного навантаження енергосистеми існує статистично помітний розрив. Ця обставина дозволяє попередньо розділити весь визначений ряд

значень годинного електричного навантаження енергосистеми (а значить і відповідні їм години доби) на декілька груп, в межах яких включені до них навантаження відрізняються між собою приблизно на однакову величину. При цьому між крайніми значеннями потужності енергосистеми, що входять у суміжні групи, спостерігається помітно великий розрив.

Сформовані таким чином початкові групи значень навантаження енергосистеми і відповідних їм годин доби слід перевірити з точки зору можливості чи необхідності їх подальшого об'єднання. З цією метою, використовуючи залежності, аналогічні формулам (1.9) і (1.10), для кожної попередньо сформованої групи значень навантаження енергосистеми необхідно визначити її статистичні характеристики, на підставі яких для кожної пари суміжних між собою початкових груп, використовуючи формулу (1.11), треба обчислити розрахункове значення критерію Стюдента ( $T_p$ ) та порівняти його з критичним (табличним) значенням цього критерію ( $T_{кр}$ ), наведеними у відповідній довідковій літературі [49]. При цьому табличне значення критерію Стюдента слід знаходити для двох рівнів значимості помилки прийняття відповідних рішень ( $p=0,05$  і  $p=0,01$ ) при числі ступенів свободи  $k=M_1+M_2-2$  (де  $M_1$  і  $M_2$  - кількість значень годинного електричного навантаження енергосистеми, що увійшли відповідно до кожної з двох суміжних між собою початкових груп).

Якщо для будь-якої пари попередньо встановлених суміжних між собою груп значень годинного навантаження енергосистеми виконується нерівність  $T_p \leq T_{кр}$  при рівні значимості помилки  $p=0,05$  та кількості ступенів свободи  $k=M_1+M_2-2$ , то такі дві групи обов'язково необхідно об'єднати в одну, оскільки визначені для цих груп середні значення електричного навантаження енергосистеми відрізняються між собою статистично несуттєво.

Якщо для будь-якої пари попередньо встановлених суміжних між собою груп значень годинного навантаження енергосистеми виконується нерівність  $T_p \geq T_{кр}$  при рівні значимості помилки  $p=0,01$  і кількості ступенів свободи  $k=M_1+M_2-2$ , то такі дві

групи об'єднати в одну ні в якому разі не можна, так як визначені для цих груп середні значення електричного навантаження енергосистеми зі статистичної точки зору суттєво відрізняються між собою.

Якщо ж для будь-якої пари попередньо встановлених суміжних між собою груп значень годинного навантаження енергосистеми одночасно виконуються нерівності  $T_p \geq T_{кр}$  при рівні значимості помилки  $p = 0,05$  і  $T_p \leq T_{кр}$  при рівні значимості помилки  $p=0,01$  (при одному і тому ж числі ступенів свободи  $k=M_1+M_2-2$ ), то такі дві групи можна об'єднати або не об'єднувати в одну, оскільки в цьому випадку на підставі використаного статистичного тесту неможливо зробити однозначний висновок про істотність відмінності між визначеними для цих груп середніми значеннями електричного навантаження енергосистеми. В такому випадку остаточно вирішити, об'єднувати чи не об'єднувати між собою такі суміжні групи значень навантаження енергосистеми, має спеціаліст, котрий здійснює аналіз коректності встановлення діючих тарифних зон доби.

Для кожної пари суміжних між собою попередньо встановлених груп значень електричного навантаження енергосистеми, котрі на підставі результатів приведеного вище статистичного дослідження були об'єднані в одну, використовуючи залежності, аналогічні формулам (1.9 – 1.11), слід ще раз повторити процедуру визначення можливості чи необхідності їх подальшого об'єднання з іншими групами.

Подібну процедуру слід повторювати до тих пір, поки на підставі статистичного тесту, що використовується, вже не буде необхідним чи можливим об'єднання жодної пари суміжних між собою груп значень навантаження енергосистеми. При цьому на кожній ітерації виконання такої процедури потрібно спочатку об'єднувати між собою тільки ті суміжні групи, котрі обов'язково мають бути об'єднані. І тільки після завершення об'єднання таких груп у наступних ітераціях треба приймати рішення про необхідність об'єднання між собою тих груп значень навантаження енергосистеми, котрі можуть бути об'єднані між собою.

Отримані в результаті виконання всієї приведеної вище процедури групи значень електричного навантаження енергосистеми слід вважати остаточними. Фактичні межі і тривалість зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми, в принципі, можуть бути визначені вже на підставі отриманих остаточних груп значень її навантаження.

Так, можна стверджувати, що зону максимального (пікового) навантаження утворюють години доби, яким відповідають величини навантаження енергосистеми, що увійшли в останню з остаточно сформованих груп її значень. Перша ж із остаточно сформованих груп значень навантаження утворює зону мінімального (нічного) навантаження енергосистеми. Відповідно всі інші остаточно сформовані групи значень навантаження (їх може бути декілька) представляють собою величини потужності, що відносяться до зони середнього (напівпікового) навантаження енергосистеми.

Однак для підвищення обґрунтованості віднесення окремих значень навантаження до тієї чи іншої зони доби необхідно встановити чіткі межі між остаточно сформованими групами значень мінімального та середнього навантаження, а також між групами середнього та максимального навантаження енергосистеми. З метою встановлення вказаних меж між остаточно сформованими групами значень електричного навантаження енергосистеми необхідно визначити критичні величини навантаження, які з великою вірогідністю статистично не можуть бути віднесені до зони мінімального навантаження, а також до зони напівпікового навантаження. Тобто, такі межі необхідно встановлювати між першою і другою, а також між передостанньою та останньою із остаточно сформованих груп значень годинної потужності енергосистеми.

Критичні значення мінімального чи напівпікового навантаження енергосистеми ( $P_{кр}$ ) визначаються на підставі залежності (1.11), в якій розрахункове значення t-критерію Стюдента приймається рівним його критичній величині ( $T_p = T_{кр}$ ) при рівні значимості помилки  $p = 0,01$  і кількості ступенів свободи  $k = M + 1 - 2$ . Таким

чином, формула для визначення вказаних критичних значень електричного навантаження енергосистеми має вигляд:

$$P_{кр} = P_{сер.m} + T_{кр} \sqrt{\frac{D_m}{M}}, \quad (1.12)$$

де  $P_{сер.m}$  – середнє значення електричного навантаження енергосистеми, що увійшли в  $m$ -у групу значень навантаження (першу чи передостанню), МВт;

$D_m$  – дисперсія величин навантаження, що увійшли в  $m$ -у групу значень навантаження (першу чи передостанню)

$M$  – кількість елементів (значень електричного навантаження енергосистеми), що увійшли в  $m$ -ю вибірку;

$T_{кр}$  – критичне (табличне) значення  $t$ -критерію при рівні значимості помилки  $p = 0,01$  і кількості ступенів свободи  $k = M + 1 - 2$ .

Визначені таким чином два критичних значення потужності енергосистеми дозволяють з високою вірогідністю (99 %) розподілити всі годинні навантаження енергосистеми на три групи. Навантаження, що не перевищує найменше з критичних значень, і їм відповідні години доби належать до зони мінімального навантаження енергосистеми (нічній зоні). Навантаження, що перевищує найбільше із критичних значень, і відповідні їм години доби, утворюють зону максимального навантаження енергосистеми. Всі ж інші значення навантаження, котрі знаходяться в інтервалі між мінімальним і максимальним критичними значеннями потужності, і їм відповідні години доби слід віднести до зони напівпікового навантаження енергосистеми.

Виконане таким чином розподілення годин доби дозволяє визначати межі та тривалість фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми, а також аналізувати коректність встановлення тарифних зон доби, що використовуються в діючих диференційованих за часом тарифах на електроенергію [44-45].

Приклад [47-48] визначення реальних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми на підставі використання методу групування наведений в розділі 3.3 У цьому прикладі вказана задача вирішена для графіку навантаження енергосистеми, зафіксованого в зимовий режимний день 21.12.2016 року (рисунок 1.17). Результати рішення даної задачі наведені в таблиці 1.7.

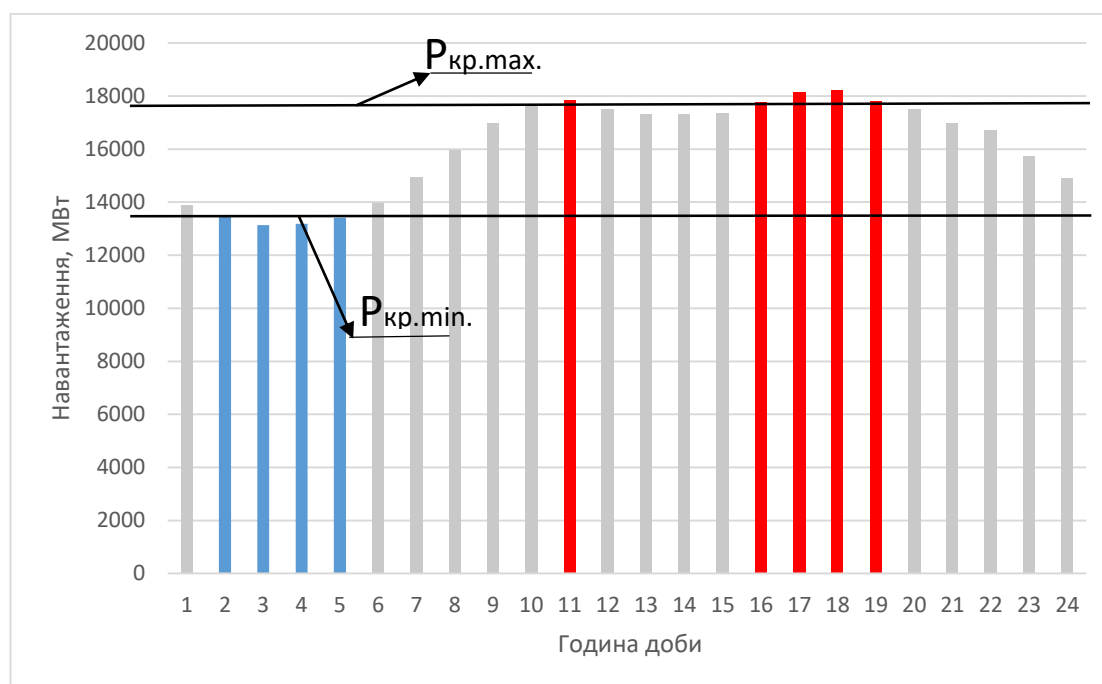


Рисунок 1.17 - Результати визначення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем навантаження енергосистеми на підставі використання методу групування для зимового режимного графіку (21.12.2016р.)

Як вже було сказано, в Україні на сьогодні сформувалась помітна як за чисельністю, так і за електричним навантаженням об'єднана група споживачів, які при взаєморозрахунках з електропередавальними організаціями використовують диференційовані за часом тарифи. Для стислості вони можуть бути названі «дифтарифними» споживачами, в склад котрих зараз входять представники майже всіх їх груп: промислових, сільськогосподарських, комунальних, побутових і інших.

В зв'язку з цим аналізувати відповідність існуючих тарифних зон доби сучасним потребам керування попитом на електричну потужність необхідно, приймаючи до уваги не тільки конфігурацію фактичних графіків навантаження енергосистеми в цілому, але також і графіки навантаження окремо «дифтарифних» і всіх інших («недифтарифних») споживачів. З цією метою, використовуючи приведений вище метод групування годинних значень потужності, для графіків навантаження «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів в зимовий режимний день 21.12.2016 року також були визначені фактичні зони доби зі статистично різним рівнем їх попиту на електричну потужність (розділ 3.3). Результати рішення даної задачі також наведені в таблиці 1.7.

Як свідчать результати дослідження, наведені в таблиці 1.7, а також результати аналогічних розрахунків, що виконані для режимних днів ряду попередніх років, реальні зони доби зі статистично різним рівнем електричної потужності як енергосистеми в цілому, так і «недифтарифних» споживачів помітно не співпадають з узгодженими НКРЕ КП межами та тривалістю тарифних зон доби. При цьому межі та тривалість вказаних фактичних зон доби енергосистеми і «недифтарифних» споживачів відрізняються між собою незначно.

З іншої сторони, групування реальних годинних значень навантаження споживачів, котрі використовують диференційовані тарифи («дифтарифних» споживачів), демонструє, що ці споживачі регулюють свій попит на електричну потужність майже точно відповідно до діючих тарифних зон доби і в необхідному для енергосистеми напрямку.

Отже, можна стверджувати, що існуюча на сьогодні нерівномірність добових графіків навантаження енергетичної системи визначається виключно характером попиту на потужність об'єднаної групи споживачів, котрі не використовують диференційовані тарифи на електричну енергію («недифтарифних» споживачів). В той час як об'єднана група «дифтарифних» споживачів в цілому сприяє вирівнюванню графіків навантаження енергосистеми.



Як уже було сказано раніше, призначенням диференційованих за часом тарифів є створення економічних умов для поступової, сприятливої для енергосистеми, зміни режимів споживання електроенергії.

Таблиця 1.7 – Результати порівняння меж існуючих тарифних зон доби і фактичних зон зі статистично різним рівнем електричного навантаження, визначених для режимного дня 21.12.2016 року.

Год. доби	Існуючі тарифні зони доби	Зони доби з різним рівнем навантаження енергосистеми	Зони доби з різним рівнем навантаження «недифтарифних» споживачів	Зони доби з різним рівнем навантаження «дифтарифних» споживачів
1	Нічна зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Максимальне навантаження
2	Нічна зона	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження	Максимальне навантаження
3	Нічна зона	Мінімальне навантаження	Мінімальне навантаження	Максимальне навантаження
4	Нічна зона	Мінімальне навантаження	Мінімальне навантаження	Максимальне навантаження
5	Нічна зона	Мінімальне навантаження	Мінімальне навантаження	Максимальне навантаження
6	Нічна зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Максимальне навантаження
7	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
8	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
9	Пікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
10	Пікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
11	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
12	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
13	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
14	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
15	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
16	Напівпікова зона	Максимальне навантаження	Середня навантаження	Середнє навантаження
17	Напівпікова зона	Максимальне навантаження	Максимальне навантаження	Середнє навантаження
18	Пікова зона	Максимальне навантаження	Максимальне навантаження	Середнє навантаження
19	Пікова зона	Максимальне навантаження	Максимальне навантаження	Середнє навантаження
20	Пікова зона	Максимальне навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
21	Пікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
22	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
23	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
24	Нічна зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Максимальне навантаження

Очевидно, що для подальшого вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми необхідно, щоб добові графіки навантаження «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів знаходились у «протифазі», тобто, щоб зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів протидіяла зміні навантаження «недифтарифних» споживачів. При цьому протидія ця має бути достатньо сильною і своєчасною (тобто, здійснюватись у відповідні моменти часу). Таким чином, для того, щоб вдосконалення діючих диференційованих за часом тарифів на електроенергію мало цілеспрямований характер і сприяло підвищенню результативності їх використання, необхідно дослідити характер і ступінь впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми. Іншими словами, треба проаналізувати, наскільки сильним і своєчасним є протидія зміні попиту на електричну потужність «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів.

#### 1.4.3 Оцінка характеру та ступеню протидії зміні навантаження «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність «недифтарифних» споживачів

Виходячи з результатів дослідження, наведених в попередніх розділах, перш за все, можна стверджувати, що вплив «дифтарифних» споживачів на зниження нерівномірності графіка навантаження енергосистеми протягом доби в цілому є недостатнім. Правомірність такого висновку підтверджується, зокрема, тим, що при існуючому співвідношенні середньої потужності груп споживачів, що розглядаються, (рисунок 1.18) «дифтарифні» споживачі в принципі не здатні компенсувати нерівномірність попиту на електричну потужність всіх інших споживачів [48], котрі не використовують диференційовані тарифи. Для цього було б необхідно, щоб сумарне навантаження «дифтарифних» споживачів, а, отже, і їх чисельність значно зросла.

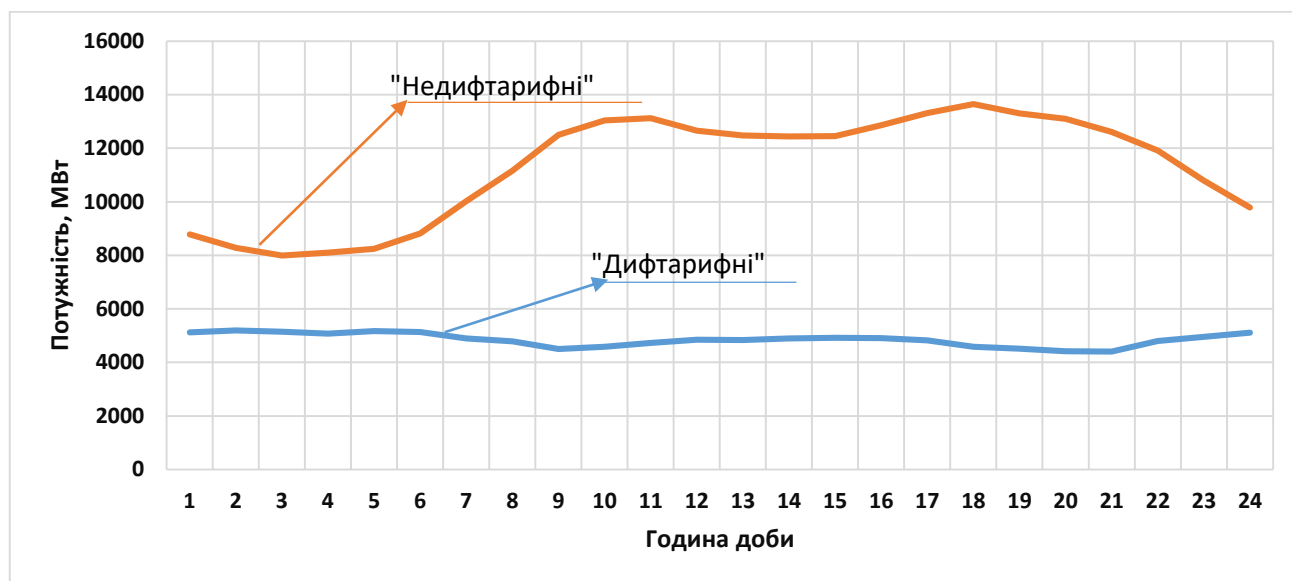


Рисунок 1.18 - Добові графіки навантаження «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів, зафіксовані в зимовий режимний день 21.12.2016 року.

Очевидно, що в умовах подальшого використання, в Україні існуючих диференційованих за добовими зонами тарифів суттєве збільшення потужності, що споживається групою «дифтарифних» споживачів, може відбутися лише поступово, протягом тривалого часу. Тим більш що, як вже відмічалось, протягом ряду попередніх років наряду з стабільним збільшенням кількості побутових споживачів, котрі використовують диференційовані за часом тарифи, спостерігається також деяка тенденція зменшення числа «дифтарифних» споживачів, що відносяться до інших груп, зокрема, промислових. Дана ситуація ще раз підтверджує необхідність найшвидшого вдосконалення і подальшого розвитку існуючих диференційованих за періодами часу тарифів на електричну енергію.

Крім того, приймаючи до уваги сказане вище, необхідно зробити ще один висновок: для забезпечення подальшого цілеспрямованого вдосконалення диференційованих за часом тарифів на електроенергію при визначенні зон доби, котрі б відповідали сучасним потребам керування попитом споживачів на потужність, не достатньо базуватися тільки на аналізі конфігурації графіків навантаження енергосистеми. Для досягнення цієї мети необхідно також додатково аналізувати

ступінь протидії «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність всіх інших, «недифтарифних» споживачів, а також своєчасність цієї протидії в кожний час доби.

Визначення характеру і ступеню щогодинної протидії зміні попиту на потужність «дифтарифних» споживачів зміні потужності, що споживається, групи «недифтарифних» споживачів може базуватися на використанні методів статистичної обробки та аналізу графіків навантаження, зафіксованих у відповідні режимні дні.

З цією метою на підставі одночасно розглянутих трьох графіків електричного навантаження (енергосистеми, «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів), перш за все, необхідно сформувати вибірки значень змін (збільшення) відповідних величин потужності в кожний час доби ( $\Delta P$ ) у порівнянні з попереднім часом. Чисельні значення таких збільшень для деякої  $j$ -ї години доби визначаються [48]:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{ес.}j} &= P_{\text{ес.}j} - P_{\text{ес.}(j-1)}; \\ \Delta P_{\text{диф.}j} &= P_{\text{диф.}j} - P_{\text{диф.}(j-1)}; \\ \Delta P_{\text{недиф.}j} &= P_{\text{недиф.}j} - P_{\text{недиф.}(j-1)},\end{aligned}\tag{1.13}$$

де  $P_{\text{ес.}j}$ ,  $P_{\text{диф.}j}$  і  $P_{\text{недиф.}j}$  – електричне навантаження енергосистеми, «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів в  $j$ -у годину режимної доби, МВт;

$P_{\text{ес.}(j-1)}$ ,  $P_{\text{диф.}(j-1)}$  и  $P_{\text{недиф.}(j-1)}$  – відповідні значення потужності в  $(j-1)$ -у годину тієї ж режимної доби, МВт.

Окрім цього необхідно розрахувати часткову дисперсію навантаження енергосистеми, навантаження енергосистеми без приросту «дифтарифних» споживачів та часткову дисперсію навантаження енергосистеми без приросту «дифтарифних» споживачів за формулами 1.14-1.16.

$$D'_{\text{ес.}j} = \frac{(P_{\text{ес.}j} - P_{\text{ес.ср.}})^2}{n-1};\tag{1.14}$$

$$P'_{ec.j} = \Delta P_{диф.j} + P_{ec.(n-1)}; \quad (1.15)$$

$$D''_{ec.j} = \frac{(P'_{ec.j} - P_{ec.сер.})^2}{n-1}, \text{ де } n = 24. \quad (1.16)$$

Характер і ступінь протидії «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність всіх інших споживачів, що не використовують диференційовані тарифи на електроенергію, окремо для кожної ( $j$ -ї) години доби можна оцінити за допомогою показника, який може бути названий *коефіцієнтом протидії* ( $K_{прот.}$ ), і визначається за формулою 1.17.

$$K_{прот.j}^{диф.} = \frac{(\Delta D_{ec.факт.j} - \Delta D_{ec.зм.j}^{диф.})}{\Delta D_{ec.факт.j}} \quad (1.17)$$

де  $\Delta D_{ec.факт.j}$  — складова дисперсії реального графіка навантаження енергосистеми, визначена для окремо взятої  $j$ -ї години відповідної режимної доби;

$\Delta D_{ec.зм.j}^{диф.}$  — складова дисперсії, обчислена для тієї ж  $j$ -ї години тієї ж режимної доби, але для штучно зміненого графіка навантаження енергосистеми, що отримали при умові, що попит на потужність «дифтарифних» споживачів в дану ( $j$ -у) годину порівняно з попередньою годиною доби не змінився ( $\Delta P_{диф.j} = 0$  МВт), а штучно змінена величина навантаження енергосистеми в цю годину складає  $P_{ec.j} = P_{ec.j-1} + \Delta P_{недиф.j}$ , МВт.

Знак коефіцієнту протидії дозволяє судити про те, чи сприяє зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів в кожну окрему годину доби зниженню нерівномірності графіка навантаження енергосистеми (зменшенню його дисперсії). При цьому негативний знак цього коефіцієнту свідчить про те, що завдяки реальній зміні потужності «дифтарифних» споживачів в дану годину доби дисперсія графіка

навантаження енергосистеми зменшується, тобто ця група споживачів в даний момент часу позитивно впливає на нерівномірність навантаження ОЕС.

Відповідно, позитивний знак коефіцієнту протидії свідчить, що в дану годину доби зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів негативно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми. Чисельні ж значення коефіцієнту протидії дозволяють судити про ступінь цього впливу (як позитивного, так і негативного).

Отримані результати дослідження характеру і ступеню впливу зміни попиту на потужність «дифтарифних» споживачів на нерівномірність електричного навантаження енергосистеми приведені для зимового режимного дня 21.12.2016 року (таблиця 1.8).

Таблиця 1.8. Результати аналізу характеру і ступеню впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми на прикладі зимового режимного дня 21.12.2016 року

Година доби	$\Delta P_{\text{ес}},$ МВт	$\Delta P_{\text{нед}},$ МВт	$\Delta P_{\text{диф}},$ МВт	$D'_{\text{ес.}j}$	$P'_{\text{ес.}j}$	$D''_{\text{ес.}j}$	Характер впливу	$K_{\text{прот. (-)}}$	$K_{\text{прот. (+)}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	-1003	-1008	5	221849	13892	222832	позитивний	-0,0044	
2	-434	-504	70	315255	13393	331858	позитивний	-0,0523	
3	-324	-284	-40	395812	13178	385386	негативний		0,0263
4	47	117	-70	383655	13255	365787	негативний		0,0466
5	225	135	90	327781	13320	349621	позитивний	-0,0666	
6	541	571	-30	211379	13981	205666	негативний		0,0270
7	978	1218	-240	65437	15169	42339	негативний		0,353
8	1022	1132	-110	1828	16060	393	негативний		0,7851
9	1048	1338	-290	30896	17288	55810	позитивний	-0,8064	
10	634	544	90	94840	17542	83634	негативний		0,1182
11	222	82	140	125525	17715	105692	негативний		0,158
12	-350	-470	120	79089	17384	65642	негативний		0,17
13	-188	-178	-10	58546	17326	59559	позитивний	-0,0173	
14	25	-35	60	61147	17281	55116	негативний		0,0986
15	31	11	20	64400	17353	62301	негативний		0,0326
16	392	402	-10	112525	17774	113929	позитивний	-0,0125	
17	367	457	-90	169774	18222	185591	позитивний	-0,0932	
18	93	333	-240	186195	18465	231887	позитивний	-0,2454	

## Продовження таблиці 1.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	-414	-344	-70	119169	17881	129459	позитивний	-0,0864	
20	-298	-208	-90	80169	17603	91149	позитивний	-0,137	
21	-510	-490	-20	31262	17023	32754	позитивний	-0,0477	
22	-295	-690	395	13313	16314	1090	негативний		0,9181
23	-975	-1130	155	7743	15578	14476	позитивний	-0,8695	
24	-834	-999	165	68616	14734	87825	позитивний	-0,2799	

Для більшої наочності години розглянутої режимної доби розділені на дві групи: на ті, в яких зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів позитивно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми ( $K_{\text{прот.(-)}}$ ) в ті години, в які цей вплив має негативний характер ( $K_{\text{прот.(+)}}$ ). Чисельні значення коефіцієнтів протидії, що віднесені до кожної з цих груп, наведені також на рисунках 1.19 – 1.20.

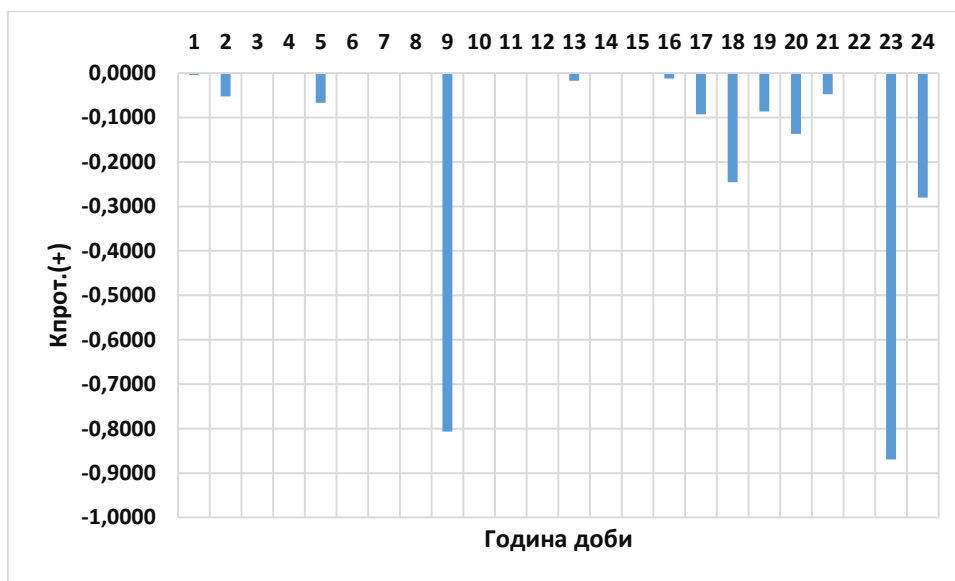


Рисунок 1.19 - Коефіцієнти протидії для годин доби, в котрі зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів позитивно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми (зимовий режимний день 21.12.2016 року).



Рисунок 1.20 - Коефіцієнти протидії для годин доби, в котрі зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів негативно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми (зимовий режимний день 21.12.2016 року).

Роздивляючись, зокрема, приведений приклад (таблиця 1.8, рисунки 1.19-1.20), необхідно ще раз відзначити, що, не дивлячись на загальний позитивний вплив «дифтарифних» споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми, який відзначався в попередніх розділах, в різні години доби цей вплив може бути як позитивним, так і негативним. Причому протягом доби кількість годин з позитивним і негативним впливом розглянутої групи споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми приблизно однакова (кількість годин з негативним впливом найчастіше навіть переважає).

Таким чином, результати, що отримані в розглянутому прикладі, а також для режимних днів ряду інших років, дозволяють стверджувати, що характер попиту на електричну потужність групи «дифтарифних» споживачів найчастіше впливає в більшій мірі негативно, ніж позитивно на конфігурацію графіків навантаження енергосистеми. В кращому випадку вплив цієї групи споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми можна вважати в рівній мірі як позитивним, так і негативним [48].



Крім того, результати аналізу впливу групи «дифтарифних» споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми з точки зору їх протидії щогодинній зміні попиту на потужність всіх інших, «недифтарифних» споживачів дозволяють зробити ще один важливий висновок. Цей висновок полягає в тому, що протягом доби майже неможливо відокремити будь-які достатньо «компактні» зони, в межах яких вплив «дифтарифних» споживачів має хоча б однаковий характер (позитивний чи негативний). Не кажучи вже про «компактні» зони доби з приблизно однаковим ступенем цього впливу [48].

Той факт, що характер і ступінь впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми протягом доби змінюється досить «хаотично», наштовхує на думку про те, що в процесі формування нових ринкових механізмів керування попитом споживачів на електричну потужність доцільно взагалі відмовитись від такого поняття як «тарифні зони доби». До такого висновку можна прийти також, виходячи з тих думок, що відомі методи визначення меж і тривалості тарифних зон доби далеко не досконалі, і їх використання не дозволяє отримувати однозначні, достатньо обґрунтовані результати рішення даної задачі.

Все, сказане вище, наштовхує також на наступну думку: подальший розвиток ринкових методів керування режимами споживання електричної потужності в ОЕС України доцільно здійснювати в напрямках, альтернативних простому вдосконаленню диференційованих за часом тарифів на електроенергію.

### **Висновки до розділу**

1. Нерівномірність попиту споживачів на електричну потужність протягом доби є характерною проблемою енергосистеми України. При цьому, енергетична галузь України є дефіцитною, а також має недостатню забезпеченість власними паливно-енергетичними ресурсами.

2. Недостатня кількість в ОЕС України маневрених енергоблоків, які здатні швидко входити до робочого режиму з гарячого або навіть холодного резерву, а також

в широких межах змінювати величину виробленої електричної потужності, призводить до того, що енергосистема не здатна задовільнити попит споживачів на електричну потужність.

3. Одним із головних економічних методів керування попитом споживачів на електричну потужність в Україні є використання диференційованих за зонами доби тарифів.

4. Протягом останніх 7 років використання споживачами електричної енергії диференційованих за зонами доби тарифів не приводить до вирівнювання конфігурації добових графіків електричного навантаження енергосистеми, при чому кількість таких споживачів стає все менше.

5. Диференційовані за зонами доби тарифи, що діють в Україні, вже вичерпали свої можливості щодо ефективного стимулювання споживачів до вирівнювання добових графіків електричного навантаження енергосистеми.

6. Для розвитку та вдосконалення використання діючих тарифних систем необхідно постійно аналізувати існуючий стан результатів їх використання.

7. Дослідження впливу на нерівномірність графіків навантаження окремих груп споживачів за допомогою коефіцієнтів впливу та індивідуального впливу підтвердили, що найбільший вплив на нерівномірність графіку навантаження спричиняють групи споживачів «Промисловість» та «Населення»

8. Існуючі тарифні зони доби не відповідають сучасним потребам споживачів.

9. Вплив споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, на нерівномірність має як позитивний, так і негативний вплив, при чому, в більшості випадків переважає негативний.

10. Для більш дієвого стимулювання споживачів до прийняття участі у вирівнюванні добового графіка навантаження енергосистеми необхідно запропонувати новий спосіб керування попитом споживачів на електричну потужність.

## 2 СПОСІБ АДРЕСНОГО КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАЧІВ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ПОТУЖНІСТЬ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

### 2.1 Принципи створення способу адресного керування попитом споживачів на електричну потужність

Дослідження діючих диференційованих тарифів в Україні, що наведені в розділі 1, підтверджують, що вони повністю вичерпали свої стимулюючі ефекти, тому необхідно або вдосконалювати діючу тарифну систему, або створювати нові більш ефективні методи керування режимами споживання електричної потужності ОЕС України.

Одним із можливих напрямів вдосконалення ринкових методів керування попитом споживачів на електричну потужність є створення нових, більш ефективних способів керування залучення електропередавальних організацій і споживачів до участі у вирівнюванні графіків електричного навантаження енергосистеми. Причому вони не повинні замінювати існуючу на сьогодні систему диференційованих за часом тарифів на електроенергію чи створювати будь-які перепони для подальшого їх використання.

Метою розробки нових способів керування має бути створення додаткових, більш дієвих стимулів до активної участі електропередавальних організацій і споживачів в управлінні режимами виробництва та передачі електричної енергії в ОЕС України.

В якості такого, більш дієвого «інструменту» для залучення споживачів до вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми пропонується встановлення та використання при розрахунках між продавцями і покупцями електроенергії плати за так званий профіль електричної потужності, тобто за визначену конфігурацію добових графіків електричного навантаження електропередавальних організацій, окремих споживачів чи їх груп [50].

Принципова особливість використання запропонованої плати полягає в тому, що вона буде здійснюватися продавцями електроенергії її покупцям в залежності від форми добових графіків їх попиту на електричну потужність.

Встановлення такої плати покладе початок формуванню ринку послуг, які активні споживачі електроенергії будуть цілеспрямовано надавати відповідним електропередавальним організаціям, а тим самим, і ОЕС України в рішенні задачі подальшого вирівнювання добових графіків її електричного навантаження. Дана послуга полягає у тому, що окремі споживачі чи їх групи беруть на себе зобов'язання сформувати й у подальшому підтримувати визначену, заздалегідь погоджену конфігурацію добових графіків свого електричного навантаження.

Звісно, на цьому ринку мають бути встановлені й узгоджені з НКРЕКП визначені правила розподілу економії коштів, що отримана у результаті вирівнювання добових графіків навантаження ОЕС, між всіма суб'єктами: електропередавальними організаціями, споживачами чи їх групами, що приймають безпосередню участь в регулюванні свого попиту на електричну потужність. У відповідності до цих правил оптовий постачальник електроенергії буде систематично (наприклад, щомісячно) здійснювати оплату електропередавальним організаціям, а останні – споживачам електроенергії за надання ними відповідних послуг.

Таким чином, основна ідея встановлення та використання плати за профіль електричної потужності полягає у тому, що як електропередавальні організації, так і споживачі, що приймають безпосередню участь у подальшому вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми, фактично будуть отримувати «індивідуальну», адресну знижку при сплаті за електроенергію, що купується ними за діючими тарифами [50].

Встановлення такої плати у розрахунках між оптовим постачальником електроенергії й електропередавальними організаціями, а також між електропередавальними організаціями та споживачами, з одного боку, не виключає подальшого використання існуючих диференційованих за часом тарифів на електроенергію та, тим самим, дає змогу зберегти вже досягнуті на даний момент результати вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми.

З другого боку, введення вказаної плати за профіль електричної потужності дає можливість залучити до рішення даної задачі як електропередавальні організації, так і нових споживачів, а також ефективно управляти їх попитом на електричну потужність та, тим самим, створити умови для цілеспрямованого та результативного подальшого вирівнювання графіків навантаження енергосистеми.

При цьому, з урахуванням сказаного вище, слід ще раз відмітити, що встановлення та використання плати за профіль електричного навантаження представляє собою окремий напрямок розвитку ринкових способів керування попитом споживачів на електричну потужність, незалежне від вже існуючих в Україні інших методів такого керування та досягнутих результатів їх використання.

Тобто створення та застосування запропонованого способу адресного керування режимами споживання електричної потужності представляє собою окремий проект (далі Проект), метою реалізації якого є підвищення ефективності використання органічного палива (природного газу, мазуту, вугілля) в ОЕС. Крім того, здійснення даного Проекту буде сприяти також зниженню витрати інших матеріальних ресурсів і коштів на виробництво електроенергії, яке може бути досягнуто в результаті подальшого вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми.

Здійснення такого Проекту представляється можливим і доцільним як для ОЕС України, так і для енергетичних систем інших країн, що мають подібну структуру генеруючих потужностей.

Однією з головних переваг запропонованого способу адресного керування попитом споживачів на потужність є те, що він може бути використаний без зміни існуючої системи тарифів на електроенергію, тобто без зміни (чи з мінімальними змінами) діючих нормативно-правових документів у даній сфері. А це, у свою чергу, дає можливість зменшити кількість потрібних погоджень і максимально скоротити час, необхідний для апробації та впровадження такого механізму.

Значною перевагою запропонованого способу адресного керування режимами споживання електричної потужності є також те, що економічне стимулювання участі електропередавальних організацій і споживачів у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми передбачається здійснювати тільки по відношенню до тих, які заздалегідь заявили про свій намір і реально сприяли рішення даної задачі.

Дана обставина дає змогу зробити економічну вигоду кожній із таких електропередавальних організацій чи споживачів набагато більшою, ніж у випадку «розмазування» загальної економії затрат енергосистеми на всіх споживачів, що використовують диференційовані за часом тарифи на електроенергію, не залежно від їх вкладу в досягнення цієї економії.

Ще однією безсумнівною перевагою запропонованого способу адресного керування попитом споживачів на електричну потужність є те, що його реалізація дає можливість перейти з області невизначеності реакції споживачів на той, чи інший стимулюючий вплив, тобто, з області прогнозування очікуваних результатів цього впливу, у сфері їх планування.

## 2.2 Функціонування способу адресного керування попитом споживачів на електричну потужність

Перш за все, необхідно відмітити, що участь електропередавальних організацій і споживачів у подальшому вирівнюванні графіків навантаження енергосистеми з використанням плати за профіль їх електричного навантаження є абсолютно добровільним і фіксується у відповідних договорах, діючих тільки у рамках даного Проекту [50-51].

До участі у Проекті подальшого вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми з використанням запропонованого механізму адресного керування попитом на потужність можуть бути долучені споживачі електроенергії, що відносяться до будь-якої їх групи (як промислові, сільськогосподарські чи транспортні, так і побутові та інші споживачі). Причому

це можуть бути споживачі як ті, що користуються, так і не користуються в теперішній час диференційовані за часом тарифи на електроенергію.

Електропередавальні організації та споживачі електроенергії, що бажають прийняти участь у Проекті, мають:

- заключити відповідний договір (електропередавальні організації – з оптовим постачальником електроенергії, а споживачі – з електропередавальними організаціями);
- встановити чи мати сучасні прилади комерційного обліку споживання електроенергії (придбання й установка відповідних приладів обліку може здійснюватись як за рахунок самих споживачів, так і за рахунок електропередавальних організацій; можливі також інші джерела фінансування);
- надати добові графіки свого електричного навантаження до їх участі у Проекті (побутові споживачі – характерні графіки, споживачі інших груп – режимні графіки навантаження; електропередавальні організації – середні фактичні графіки споживання електричної потужності).

Загальний алгоритм функціонування запропонованого способу залучення електропередавальних організацій і споживачів до активної участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми шляхом встановлення адресної плати за профіль їх електричної потужності представлено у вигляді схеми (рисунок 2.1).

Згідно цієї схеми функціонування способу адресного керування попитом споживачів на електричну потужність відбувається на трьох рівнях (об'єднана енергосистема, електропередавальна організація, споживач електроенергії), і може бути розділене на три етапи (підготовчий, етап планування та етап остаточних розрахунків).

Застосування способу адресного керування режимами споживання електричної потужності, що пропонується, базується на визначенні величини економії витрат на виробництво електроенергії, що виникає в енергосистемі в результаті вирівнювання добових графіків її навантаження.

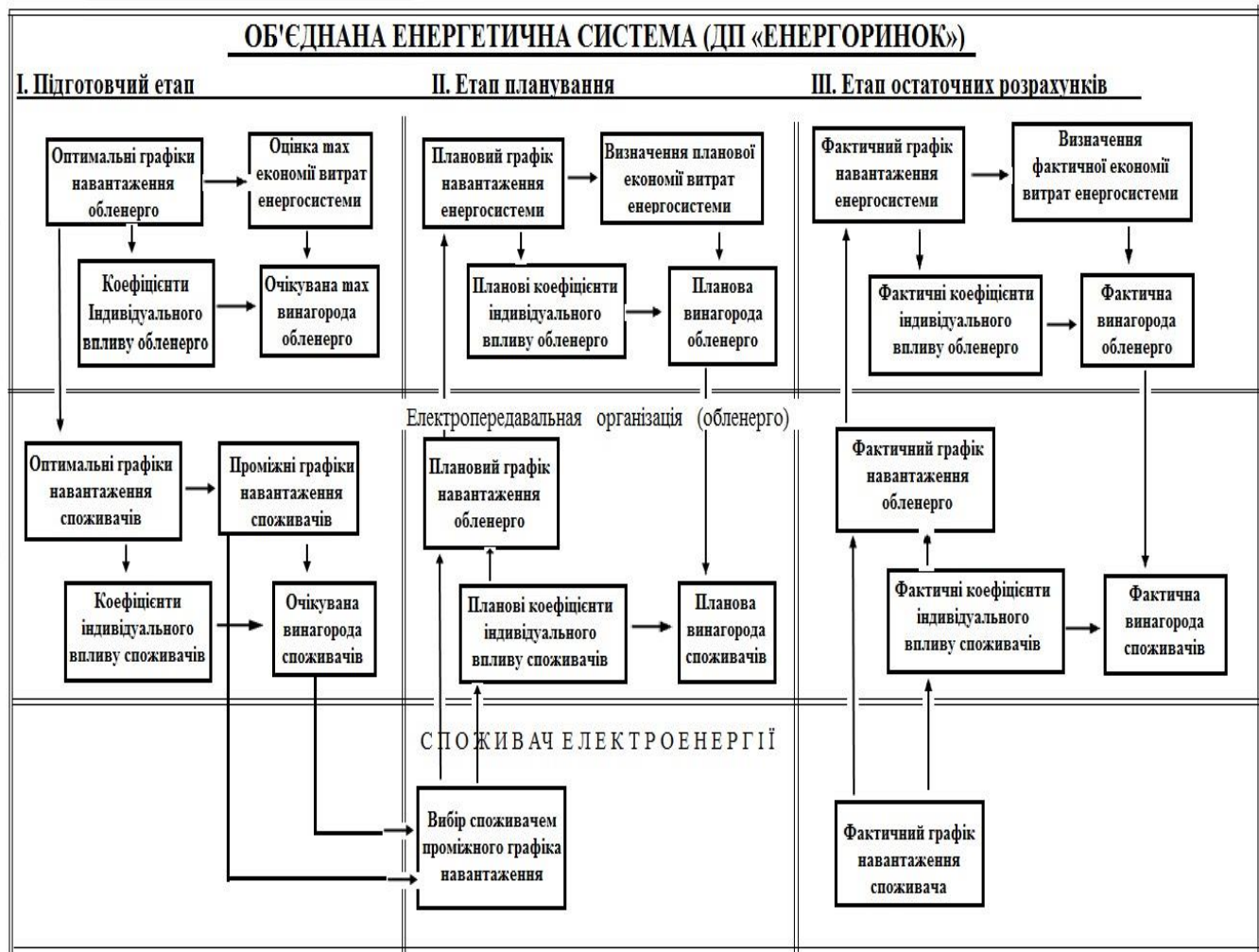


Рисунок 2.1 - Загальний алгоритм функціонування способу адресного керування попитом споживачів на електричну потужність.

На підготовчому етапі на рівні енергосистеми, по-перше, необхідно, щоб електропередавальні організації, які погодились прийняти участь в Проєкті підписали договори з ДП «Енергорино», після чого надали свої середні фактичні графіки споживання електричної потужності.

Наступним етапом є визначення оптимальних добових графіків навантаження кожної електропередавальної організації (обленерго), а також оптимальні графіки навантаження енергосистеми.



При цьому, мається на увазі, що «оптимальні» графіки електропередавальних організацій мають таку конфігурацію, за якої досягається найкращий із можливих графіків електричного навантаження енергосистеми.

На підставі аналізу конфігурації «оптимальних» графіків електричного навантаження обленерго, що приймають участь у Проекті, розраховуються коефіцієнти участі (формула 2.1) кожної з обленерго у формуванні оптимального графіка енергосистеми, після чого необхідно розрахувати коефіцієнт розподілу (формула 2.2), відповідно до якого визначається максимальний розмір винагороди цих електропередавальних організацій у разі підтримання визначених для них «оптимальних» графіків навантаження.

Максимально можливий розмір винагороди визначається за побудованою раніше регресійною залежністю, що представлена на рисунку 2.2 [52]. НКРЕ КП визначає правила розподілу оікуваної економії, що виникає внаслідок реалізації Проекту між генеруючими компаніями, електропередавальними організаціями, а також споживачами, що приймають участь у Проекті.

Визначена загальна величина очікуваної економії додаткових витрат ОЕС, що призначена для електропередавальних організацій, відповідно до розрахованих коефіцієнтів участі (формула 2.1), а також коефіцієнтів розподілу (2.2), розподіляється між обленерго, що приймають участь в Преокті, в залежності від досягнення встановленого для них «оптимального» графіка навантаження.

На рівні електропередавальної організації, споживачі, що бажають прийняти участь в Проекті, підписують договір з електропередавальною організацією та надають інформацію щодо власних добових графіків навантаження. Після чого для них визначаються «оптимальні» графіки навантаження, тобто такі, за яких конфігурація електропередавальних організацій найбільше наближається до оптимального графіка навантаження енергосистеми.

На основі одержаних «оптимальних» графіків для кожної групи споживачів, що приймають участь у Проекті, розраховуються коефіцієнти участі (формула 2.3) та коефіцієнти розподілу (формула 2.2) відповідних споживачів від існуючих до

«оптимальних». Пропорційно цим коефіцієнтам максимальні величини винагороди обленерго розподіляються між відповідними групами споживачів, що приєднані до мереж цих електропередавальних організацій.

$$K_{уч.i}^{обл.} = \frac{(D_{існ.}^{EC} - D_{опт.i}^{EC})}{(D_{існ.i}^{EC} - D_{опт.}^{EC})}; \quad (2.1)$$

$$K_{розп.i} = \frac{K_{уч.i}}{\sum_{i=1}^N K_{уч.i}}; \quad (2.2)$$

$$K_{уч.i}^{спож.} = \left| \frac{(D_{існ.}^{обл.} - D_{опт.i}^{обл.})}{(D_{існ.i}^{обл.} - D_{опт.}^{обл.})} \right|,$$

де  $D_{існ.}^{EC}$ ,  $D_{існ.}^{обл.}$  – дисперсія існуючого графіка навантаження відповідно енергосистеми та обленерго;

$D_{опт.i}^{EC}$ ,  $D_{опт.i}^{обл.}$  – дисперсія графіка навантаження енергосистеми, в результаті впливу на нього відповідно однієї з обленерго або однієї із груп споживачів;

$D_{опт.}^{EC}$ ,  $D_{опт.}^{обл.}$  – дисперсія оптимальних графіків навантаження відповідно енергосистеми та обленерго;

$N$  – кількість обленерго/груп споживачів, що приймають участь в Проєкті.

Очевидно, що для кожного зі споживачів (або їх груп) перехід від існуючого до оптимального графіка їх електричного навантаження реально може відбутися тільки поступово, у кілька етапів. Тому на підготовчому етапі для кожного зі споживачів (або для їх груп), що дали згоду на участь у Проєкті, необхідно сформувати набір можливих проміжних графіків їх попиту на електричну потужність, які тією чи іншою мірою сприятимуть поступовому вирівнюванню графіків навантаження енергосистеми. Набір таких проміжних графіків являє собою певне «меню» бажаних для енергосистеми профілів електричного

навантаження споживачів. Виходячи з величини максимальної винагороди, яку може отримати кожна з груп споживачів, що приймають участь у Проекті, у разі формування та підтримання ними відповідного оптимального графіка свого електричного навантаження, визначається орієнтовний розмір винагороди для цих груп споживачів за умови досягнення ними кожного з запропонованих їм проміжних профілів навантаження.

На етапі планування кожен зі споживачів (або їх група), що приймають участь у Проекті, має вибрати один з проміжних профілів електричного навантаження, запропонованих їм у вигляді відповідного «меню». При цьому кожен споживач або група споживачів може вибрати як один із запропонованих їм проміжних графіків навантаження, так і запропонувати деякий «індивідуальний» графік свого навантаження, конфігурація якого знаходиться у межах між існуючим та встановленим для них оптимальним графіком. На основі вибраних групами споживачів, що приймають участь в Проекті, проміжних профілів їх навантаження формуються планові графіки навантаження відповідних електропередавальних організацій, а також плановий добовий графік електричного навантаження енергетичної системи.

Для сформованого таким чином планового графіка навантаження ОЕС, так само як і на підготовчому етапі, визначається величина економії витрат енергосистеми на виробництво електроенергії, яка пов'язана з запланованою зміною конфігурації добових графіків її навантаження.

Для спрощення кількісної оцінки очікуваної економії, була побудована регресійна залежність між середньоквадратичним відхиленням (СКВ) добових графіків навантаження та сумарною величиною очікуваного зниження річних витрат енергосистеми на вироблення електроенергії (рисунок 2.2) [52]

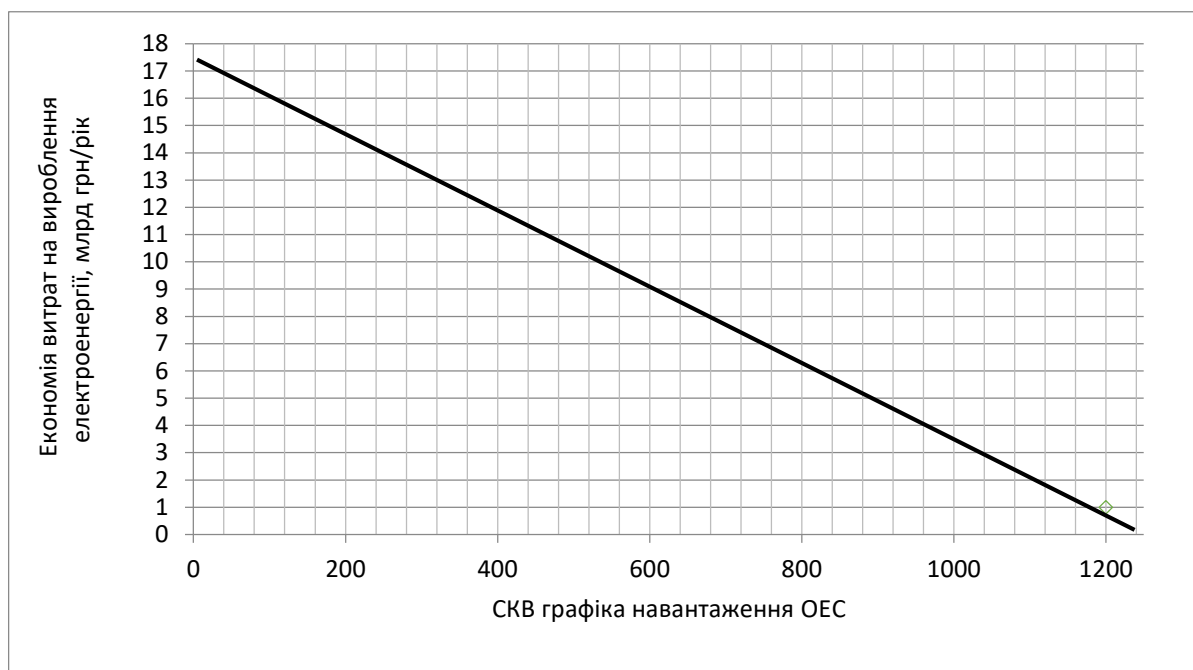


Рисунок 2.2 - Регресійна залежність між СКВ добових графіків навантаження ЕС та сумарній величині очуківаного зниження річних витрат енергосистеми на вироблення електроенергії

Для розрахунку величини планової винагороди кожної з обленерго, що приймає участь у Проекті, як і на підготовчому етапі, визначаються коефіцієнти участі відповідних електропередавальних організацій на зміну графіка навантаження енергосистеми від існуючого до планового.

Пропорційно цим коефіцієнтам планова економія витрат енергосистеми розподіляється між усіма обленерго, що приймають участь у Проекті.

На основі аналізу вибраних споживачами проміжних профілів, так само як і на підготовчому етапі, розраховуються планові коефіцієнти індивідуального впливу окремих споживачів або їх груп, що приймають участь у Проекті, на формування планових графіків навантаження відповідних електропередавальних організацій. Пропорційно цим коефіцієнтам планові величини винагороди кожної обленерго розподіляються між групами споживачів, що приєднані до їх мереж і приймають участь у Проекті.

На етапі остаточних розрахунків кожен зі споживачів (або їх група), що

приймають участь у Проекті, після завершення відповідного планового періоду надає обленерго, до мереж якої вона підключена, фактичний добовий графік свого попиту на електричну потужність. На підставі фактичних профілів навантаження груп споживачів формуються фактичні графіки навантаження відповідних електропередавальних організацій, а також фактичний добовий графік електричного навантаження енергетичної системи. Для сформованого таким чином фактичного графіка навантаження ОЕС, так само як і на етапі планування, визначається величина економії витрат енергосистеми на виробництво електроенергії, яка реально була одержана у зв'язку з підтриманням фактичних, більш рівномірних добових графіків її навантаження.

Для розрахунку величини фактичної винагороди кожної з обленерго, що приймає участь у Проекті, як і на етапі планування, визначаються фактичні коефіцієнти індивідуального впливу відповідних електропередавальних організацій на зміну графіка навантаження енергосистеми від того, що існував на початку функціонування Проекту, до фактично досягнутого. Пропорційно цим коефіцієнтам фактична економія витрат енергосистеми розподіляється між усіма обленерго, що приймають участь у Проекті.

На основі фактичних профілів навантаження споживачів або їх груп, так само як і на етапі планування, розраховуються фактичні коефіцієнти індивідуального впливу споживачів, що приймають участь у Проекті, на формування фактичних графіків навантаження відповідних електропередавальних організацій. Пропорційно цим коефіцієнтам фактичні величини винагороди кожної обленерго розподіляються між групами споживачів, що приєднані до їх мереж і приймають участь у Проекті. Визначені таким чином фактичні значення винагороди електропередавальних організацій і груп споживачів, яка має бути одержана ними за фактично досягнуті результати вирівнювання графіка електричного навантаження енергетичної системи, є підставою для проведення остаточних розрахунків між всіма учасниками Проекту.

### 2.3 Визначення оптимальних графіків електричного навантаження

Для енергетичної системи найбільш бажаним режимом виробництва і споживання електроенергії є робота з ідеально рівним графіком навантаження, при якому годинні значення потужності, що споживається, були б рівні її середньодобовій величині. Отже, необхідно знайти такі значення погодинного навантаження відповідних електропередавальних організацій (обленерго), при яких буде досягнуто найбільш рівний із можливих добових графіків електричного навантаження ОЕС.

Як зазначалось раніше, одним із найбільш очевидних статистичних показників, що характеризують нерівномірність добових графіків навантаження будь-яких об'єктів, є дисперсія погодинних величин електричного навантаження. Таким чином, визначення потрібних графіків навантаження обленерго, що приймають участь у регулюванні, можна сформулювати у вигляді відповідної оптимізаційної задачі, цільова функція якої має вигляд:

$$\sum_{j=1}^{24} (P_{ec,j} - P_{ec,сер})^2 \rightarrow \min, \quad (2.2)$$

де  $P_{ec,j}$  – можлива величина електричного навантаження енергосистеми в  $j$ -ту годину доби, що визначається на кожному кроці рішення оптимізаційної задачі, МВт;

$P_{ec,сер}$  – середньодобове значення навантаження енергосистеми, МВт.

У свою чергу, можливі значення навантаження енергосистеми, що розраховані на кожному кроці оптимізації, визначаються:

$$P_{ec,j} = P_{зал.обл.j} + \sum_{i=1}^{N_{обл.}} P_{обл.ij}, \quad (2.3)$$

де  $P_{зал.обл.j}$  – електричне навантаження в  $j$ -ту годину доби всіх інших електропередавальних організацій (обленерго), що не приймають участь

у Проекті (у процесі рішення оптимізаційної задачі залишається незмінною), МВт;

$N_{обл.}$  – кількість обленерго, що беруть участь у регулюванні;

$P_{обл.i,j}$  – величина електричного навантаження  $i$ -го обленерго в  $j$ -ту годину доби, що визначається на кожному кроці оптимізації, МВт.

Отже, під час вирішення даної задачі змінними оптимізації є годинні значення електричного навантаження кожної з електропередавальних організацій (обленерго), що приймають участь у регулюванні. При цьому загальна кількість змінних оптимізації ( $N_{зм.опт.}$ ) складає:

$$N_{зм.опт.} = 24N_{обл.} \quad (2.4)$$

На числові значення кожної зі змінних оптимізації накладаються наступні обмеження:

$$\begin{aligned} P_{обл.i,j.min} &\leq P_{обл.i,j} \leq P_{обл.i,j.max} \\ P_{обл.i,j} &> 0, \end{aligned} \quad (2.5)$$

де  $P_{обл.i,j.min}$  та  $P_{обл.i,j.max}$  – відповідно мінімально та максимально можлива величина електричного навантаження  $i$ -го обленерго в  $j$ -ту годину доби (визначаються кожною обленерго, що бере участь у регулюванні, до початку рішення оптимізаційної задачі), МВт.

Таким чином, визначення оптимальних графіків навантаження електропередавальних організацій, що беруть участь у регулюванні, представляє собою задачу дискретного квадратичного програмування з обмеженнями, для рішення котрої можуть бути використані методи прямого пошуку оптимального значення цільової функції  $n$  змінних, зокрема, метод покоординатного спуску чи метод Хука-Дживса.

Погодинні значення навантаження відповідних електропередавальних організацій (обленерго), знайдені у процесі рішення розглянутої оптимізаційної

задачі з використанням одного з вказаних методів, забезпечують найкращий із можливих результатів вирівнювання добового графіка електричного навантаження ОЕС (за умови участі у регулюванні тільки цих обленерго).

Очевидно, що цей результат буде досягнуто у тому випадку, якщо обленерго, що беруть участь у регулюванні, сформують та будуть підтримувати визначені для них «оптимальні» добові графіки навантаження. Тому встановлені на рівні ОЕС «оптимальні» графіки навантаження мають бути доведені до кожної електропередавальної організації, що бере участь у регулюванні.

Не менш очевидно також, що обленерго не можуть самостійно формувати свої графіки електричного навантаження. Ці графіки утворюються у результаті складання графіків навантаження відповідних споживачів (чи груп споживачів), що приєднані до мереж цих електропередавальних організацій. Тому для досягнення знайденого раніше найбільш рівного з можливих добових графіків електричного навантаження об'єднаної енергосистеми на рівні кожної обленерго необхідно визначити «оптимальні» графіки навантаження споживачів (чи груп споживачів), що погодились брати участь у регулюванні.

З цією метою окремо для кожної електропередавальної організації, що бере участь у регулюванні, також має бути вирішена оптимізаційна задача, подібна до тої, що вирішується на рівні ОЕС. Однак рішення даної задачі на рівні обленерго має одну особливість.

Мова йде про те, що у процесі визначення «оптимальних» графіків навантаження споживачів (чи їх груп) необхідно знайти такі значення їх погодинного навантаження, при яких буде досягнуто не найбільш рівний із можливих добових графіків навантаження відповідної електропередавальної організації, а буде забезпечуватись формування «оптимального» графіка навантаження, встановленого раніше для даної обленерго на рівні ОЕС.

У зв'язку з цією особливістю цільова функція оптимізаційної задачі, що вирішується у кожній обленерго відрізняється від залежності (2.2) та має вигляд:



$$\sum_{j=1}^{24} (P_{обл.j} - P_{опт.обл.j})^2 \rightarrow \min, \quad (2.6)$$

де  $P_{обл.j}$  – можлива величина електричного навантаження в  $j$ -ту годину доби, що розглядається обленерго, яка бере участь у регулюванні, що визначається на кожному кроці рішення оптимізаційної задачі, МВт;

$P_{опт.обл.i,j}$  – навантаження даної обленерго в  $j$ -ту годину доби у відповідності з раніше визначеним для неї на рівні енергосистеми «оптимальним» добовим графіком, МВт.

Подібно залежності (2.3) можливі годинні значення навантаження обленерго, що обчислюються на кожному кроці оптимізації, визначаються за виразом:

$$P_{обл.j} = P_{зал.зн.j} + \sum_{i=1}^{N_{зн.}} P_{зн.ij}, \quad (2.7)$$

де  $P_{зал.зн.j}$  – електричне навантаження в  $j$ -ту годину доби всіх інших споживачів, що не беруть участі у регулюванні (у процесі рішення оптимізаційної задачі залишається незмінною), МВт;

$N_{зн.}$  – кількість споживачів, що приєднано до мереж розглянутої електропередавальної організації, що беруть участь у регулюванні;

$P_{зн.ij}$  – величина електричного навантаження в  $j$ -ту годину доби  $i$ -го споживача, що бере участь у регулюванні, яка визначається на кожному кроці оптимізації, МВт.

Таким чином, при рішенні даної задачі на рівні обленерго змінними оптимізації є годинні значення електричного навантаження кожного з споживачів, приєднаних до мереж даної електропередавальної організації та що беруть участь у регулюванні. При цьому загальна кількість змінних оптимізації ( $N_{зм.опт.}$ ) для кожної обленерго складає:

$$N_{зм.онт} = 24N_{cn}. \quad (2.8)$$

Як і на рівні ОЕС, при рішенні даної задачі на рівні обленерго на числові значення кожної зі змінних оптимізації накладаються наступні обмеження:

$$\begin{aligned} P_{cn.ij.min} &\leq P_{cn.ij} \leq P_{cn.ij.max} \\ P_{cn.ij} &> 0, \end{aligned} \quad (2.9)$$

де  $P_{cn.ij.min}$  та  $P_{cn.ij.max}$  — відповідно мінімально та максимально можлива величина електричного навантаження в  $j$ -ту годину доби  $i$ -го споживача, приєднаного до мереж даної електропередавальної організації та приймаючого участь у регулюванні, (визначаються кожним споживачем, що бере участь у регулюванні, до початку рішення оптимізаційної задачі), МВт.

Для рішення розглянутої оптимізаційної задачі у кожній обленерго, що бере участь у регулюванні, можуть бути використані ті ж методи, що й при рішенні подібної задачі на рівні ОЕС.

Погодинні значення навантаження відповідних споживачів електроенергії, знайдені у процесі рішення розглянутої оптимізаційної задачі на рівні кожної обленерго, забезпечують формування добового графіка її електричного навантаження, максимально наближеного до «оптимального» графіку, визначеного раніше для даної електропередавальної організації на рівні енергосистеми.

Очевидно, що цей результат буде досягнутий у тому випадку, якщо всі споживачі, приєднані до мереж даної електропередавальної організації та приймаючі участь у регулюванні, сформують і будуть підтримувати визначені для них «оптимальні» добові графіки навантаження. Тому встановлені на рівні обленерго «оптимальні» графіки навантаження споживачів мають бути доведені до кожного споживача електроенергії, що бере участь у регулюванні.

«Оптимальні» добові графіки навантаження, встановлені відповідною обленерго для кожного споживача, приєднаного до її мережі приймаючого участь у регулюванні, у тій чи іншій мірі є ідеальними. Принаймні, для більшості споживачів формування та підтримка «оптимальних» графіків навантаження, без сумніву, можуть потребувати достатньо тривалого часу.

Проте, для ефективного залучення споживачів до вирівнювання графіків навантаження енергосистеми кожний із них вже з самого початку має бути не просто потенційно зацікавлений у регулюванні характеру свого попиту на електричну потужність у далекій перспективі. Кожний споживач, що бере участь у регулюванні, повинен мати можливість ставити перед собою короточасні цілі поступової зміни конфігурації своїх графіків навантаження й успішно досягати їх.

### 2.3.1 Алгоритм методу Хука-Дживса

Визначення оптимальних графіків навантаження електропередавальних організацій, що беруть участь у регулюванні, представляє собою задачу дискретного квадратичного програмування з обмеженнями, для рішення котрої можуть бути використані методи прямого пошуку оптимального значення цільової функції  $n$  змінних, зокрема, метод покоординатного спуску чи метод Хука-Дживса.

Погодинні значення навантаження відповідних електропередавальних організацій (обленерго), знайдені у процесі рішення розглянутої оптимізаційної задачі з використанням одного з вказаних методів, забезпечують найкращий із можливих результатів вирівнювання добового графіка електричного навантаження ОЕС (за умови участі у регулюванні тільки цих обленерго).

Метод Хука Дживса є методом прямого пошуку для визначення мінімуму функцій та змінних. Методи прямого пошуку є методами, в яких використовується тільки значення функції.

Метод Хука-Дживса був розроблений в 1961 році, але і досі є дуже ефективним і оригінальним. Пошук складається з послідовності кроків досліджуючого пошуку навколо базисної точки, за якою у разі успіху слідує пошук

за зразком. Він застосовується для вирішення завдання мінімізації функції без урахування обмежень.

Опис цієї процедури представлений нижче:

а) вибрати початкову базисну точку  $b_1$  і крок завдовжки  $h_1$  для кожної змінної  $x_j$ ,  $j = 1, 2, \dots, n$ ;

б) вичислити  $f(x)$  в базисній точці  $b_1$  з метою отримання відомостей про локальну поведінку функції  $f(x)$ . Ці відомості використовуватимуться для знаходження відповідного напрямку пошуку за зразком, за допомогою якого можна сподіватися досягти більшого зниження значення функції. Функція  $f(x)$  в базисній точці  $b_1$ , знаходиться таким чином:

1) обчислюється значення функції  $f(b_1)$  в базисній точці  $b_1$ ;

2) кожна змінна по черзі змінюється із збільшенням довжини кроку. Таким чином, обчислюється значення функції  $f(b_1 + h_1 e_1)$ , де  $e_1$  - одиничний вектор у напрямі осі  $x_1$ . Якщо це призводить до зменшення значення функції, то  $b_1$  замінюється на  $b_1 + h_1 e_1$ . Інакше обчислюється значення функції  $f(b_1 - h_1 e_1)$ , і якщо її значення зменшилося, то  $b_1$  замінюваний на  $b_1 - h_1 e_1$ . Якщо жоден з виконаних кроків не призводить до зменшення значення функції, то точка  $b_1$  залишається незмінною і розглядаються зміни у напрямі осі  $x_2$ , тобто знаходиться значення функції  $f(b_1 + h_2 e_2)$  і т. д. Коли будуть розглянуті усе  $n$  змінні, ми матимемо нову базисну точку  $b_2$ .

3) Якщо  $b_2 = b_1$ , тобто зменшення функції не було досягнуте, то дослідження повторюється навколо тієї ж базисної точки  $b_1$ , але із зменшеною довжиною кроку. На практиці задовільним є зменшення кроку (кроків) вдесятеро від початкової довжини.

4) Якщо  $b_2 < b_1$ , то здійснюється пошук за зразком.

в) При пошуку за зразком використовується інформація, отримана в процесі дослідження, і мінімізація функції завершується пошуком в напрямі, заданому зразком. Ця процедура робиться таким чином:

- Розумно рухатися з базисної точки  $b_2$  у напрямі  $b_2 - b_1$ , оскільки пошук в цьому напрямі вже привів до зменшення значення функції. Тому вичислимо функцію в точці зразка

$$P_1 = b_1 + 2 \cdot (b_2 - b_1). \quad (2.10)$$

В загальному випадку:

$$P_i = b_i + 2 \cdot (b_{i+1} - b_i). \quad (2.11)$$

- Потім дослідження слід продовжувати навколо точки  $P_1$  ( $P_i$ ).
- Якщо найменше значення на кроці б), 2) менше значення в базисній точці  $b_2$  (у загальному випадку  $b_{i+1}$ ), то отримують нову базисну точку  $b_3$  ( $b_{i+2}$ ), після чого слід повторити крок, 1. Інакше не здійснювати пошук за зразком з точки  $b_2$  ( $b_{i+1}$ ), а продовжити дослідження в точці  $b_2$  ( $b_{i+1}$ ).

г) Цей процес завершується, коли довжина кроку (довжини кроків) буде зменшена до заданого малого значення.

Цей метод неважко модифікувати і для задачі з обмеженнями обмежень.

В нашому прикладі саме і використовується модифікований метод Хука-Дживса. Цей метод був реалізований у програмному продукті QBasic64 на алгоритмічній мові BASIC. Треба перевірити, чи кожна точка, отримана в процесі пошуку, належить області обмежень. Якщо кожна, то цільова функція обчислюється звичайним шляхом. Якщо ні, то цільовій функції задається дуже велике значення. Таким чином, пошук здійснюватиметься знову в допустимій області у напрямі до мінімальної точки усередині цієї області.

На рисунку 2.3 наведено блок-схему методу Хука-Дживса.

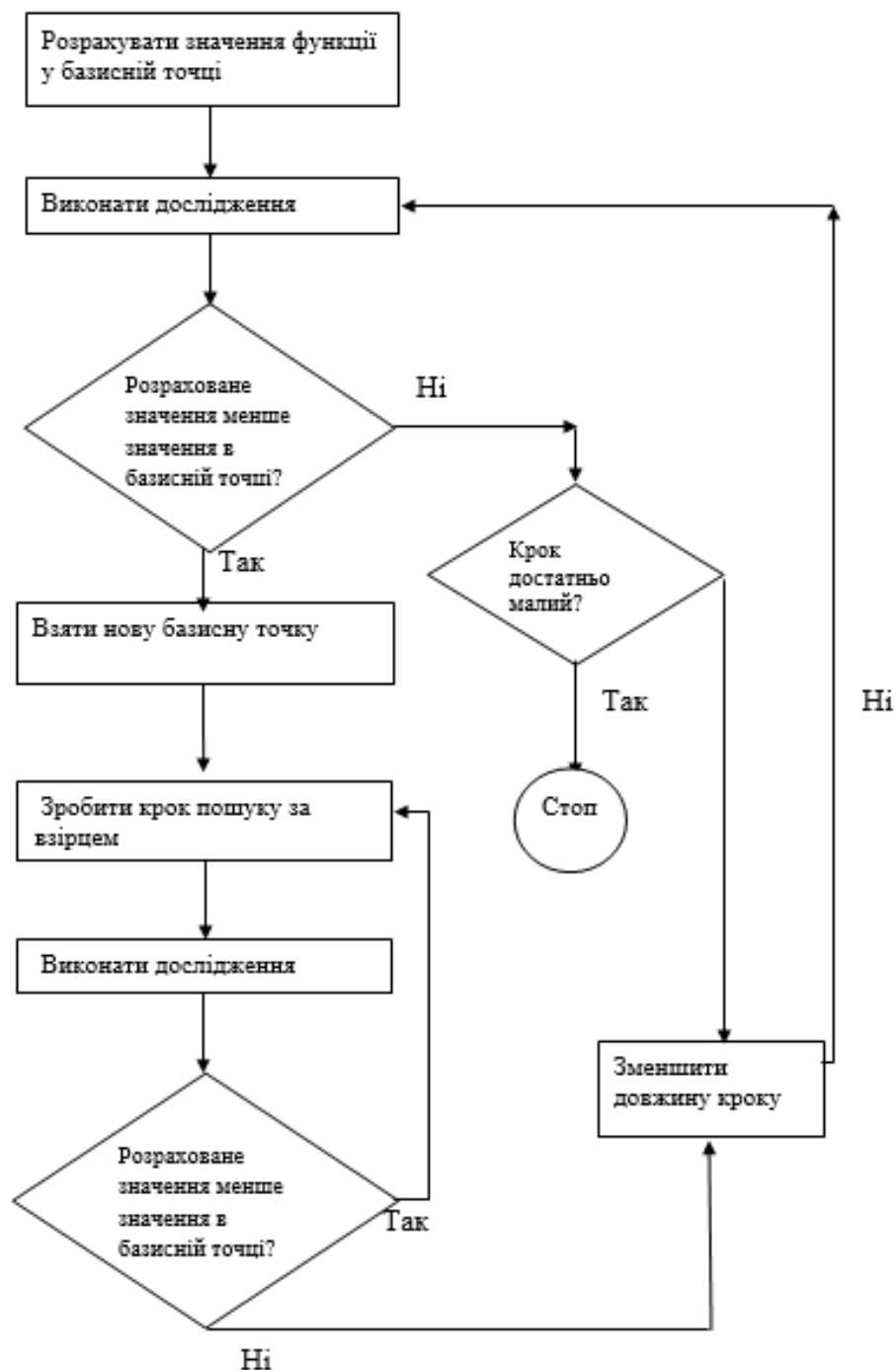


Рисунок 2.3 – Блок-схема метода Хука-Дживса

#### 2.4 Формування «меню» профілей електричного навантаження споживачів

Відповідно до рисунку 2.1, в результаті здійснення підготовчого етапу функціонування способу адресного керування режимами споживання електричної потужності для кожного споживача, що бажає прийняти участь у Проекті (або

групи таких споживачів), повинно бути сформовано, так зване, «меню» профілей електричних навантажень. Тобто такі конфігурації графіків електричного навантаження, які будуть вирівнювати графік навантаження енергосистеми.

По-перше, необхідно визначити оптимальні графіки навантаження для енергосистеми на рівні електропередавальних організацій. Далі визначаються «оптимальні» графіки навантаження кожної з обленерго, що приймає участь в Проекті, на рівні груп споживачів.

Кожна з електропередавальних організацій не може самостійно формувати свої графіки електричного навантаження, тому що ці графіки формуються в результаті складання графіків навантаження відповідних споживачів або груп споживачів, що приєднані до мереж відповідних електропередавальних організацій. Отже, для досягнення найбільш рівного графіка навантаження енергосистеми необхідно вирішити оптимізаційну задачу на рівні кожної обленерго для груп споживачів.

Таким чином, для кожної обленерго вирішується оптимізаційна задача, яка має інший характер, як було сказано в розділі 2.3. Мається на увазі, що «оптимальні» графіки споживачів повинні відобразити не найбільш рівну конфігурацію графіка електричного навантаження обленерго, а таку, яка буде забезпечувати оптимальний графік навантаження енергосистеми.

Окрім цього, для ефективного залучення споживачів до вирівнювання графіків навантаження енергосистеми кожен з них повинен з самого початку бути не просто зацікавленим в регулюванні характеру свого попиту на електричну потужність. Кожен споживач повинен мати можливість ставити перед собою короткострокові цілі поступової зміни конфігурації графіка навантаження та досягати їх.

В зв'язку з цим, необхідно побудувати проміжні графіки навантаження. Побудова проміжних графіків навантаження може бути визначена таким чином. Поперед все, необхідно визначити різницю електричного навантаження в кожному

годину доби між ідеальним (оптимальним) та існуючим графіками попиту на потужність той групи споживачів, що розглядається.

$$\Delta P_{cn.j} = P_{opt.cn.j} - P_{ich.cn.j}, \quad (2.12)$$

де  $P_{opt.cn.j}$  и  $P_{ich.cn.j}$  — величина електричного навантаження групи споживачів, що розглядаються, в  $j$ -у годину доби відповідно оптимального та існуючого графіків його навантаження, МВт.

Отримані значення із залежності 2.11 потрібно розділити на необхідну кількість проміжних графіків навантаження ( $N_{пром.гр.}$ ). При цьому буде визначено середню величину ( $\Delta P_{cn.сер.j}$ , МВт) зміни годинних навантажень даної групи споживачів від кожного попереднього до наступного етапу регулювання характеру її попиту на електричну потужність:

$$\Delta P_{cn.сер.j} = \frac{\Delta P_{cn.j}}{N_{пром.гр}} \quad (2.13)$$

Додаючи вказані середні величини зміни годинних навантажень групи споживачів, що розглядається, до годинних значень потужностей, що утворює її існуючий графік навантаження (або відповідний попередній проміжний графік), можемо отримати необхідну кількість проміжних графіків поступової зміни попиту на електричну потужність даної групи споживачів:

$$P_{cn.пром.ij} = P_{cn.пром.(i-1).j} + \Delta P_{cn.сер.j}, \quad (2.14)$$

де  $P_{cn.пром.(i-1).j}$  и  $P_{cn.пром.i.j}$  — величина електричного навантаження групи споживачів, що розглядається, в  $j$ -у годину доби відповідно для деякого попереднього  $(i-1)$ -го та наступного  $i$ -го проміжного графіків, МВт.



Отримані таким чином проміжні графіки можна розглядати як деякі «меню» бажаних для енергосистеми профілей електричного навантаження, які можуть бути запропоновані для вибору споживачам.

Приклад формування «меню» бажаних профілей навантаження наведено в розділі 3.5.

## 2.5 Нормативно-правова та методична підтримка реалізації Проекту

Для створення та практичного використання запропонованого механізму залучення споживачів до вирівнювання добових графіків електричного навантаження енергосистеми необхідно попередньо вирішити ряд науково-дослідницьких задач, результати яких мають бути представлено у вигляді відповідних нормативно-правових актів і методичних документів Міністерства енергетики та вугільної промисловості України та НКРЕКП.

Зокрема, необхідно розробити більш строгу методологію (а у подальшому – методику):

- формування «меню» бажаних для енергосистеми профілів електричного навантаження споживачів;
- оцінки додаткових витрат ОЕС, пов'язаних із необхідністю покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність;
- розрахунку зниження (економії) додаткових витрат енергосистеми в результаті вирівнювання добових графіків її електричного навантаження;
- визначення участі електропередавальних організацій і споживачів електроенергії (чи їх груп) у досягненні відповідних результатів вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми.

Крім того, для створення й успішного застосування запропонованого механізму має бути розроблено чіткі правила розподілу економії додаткових витрат енергосистеми, отриманої в результаті вирівнювання добових графіків її електричного навантаження, між всіма суб'єктами енергоринку, у тому числі, і

приймаючими безпосередню участь у реалізації Проекту адресного керування режимами споживання електричної потужності в ОЕС України.

### **Висновки до розділу**

1. Одним із можливих напрямків вдосконалення ринкових методів керування попитом споживачів на електричну потужність є створення нових, більш ефективних механізмів залучення електропередавальних організацій і споживачів до участі у вирівнюванні графіків електричного навантаження енергосистеми.

2. Дієвим «інструментом» залучення споживачів до вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми може служити встановлення та використання при розрахунках між продавцями і покупцями електроенергії плати за профіль електричної потужності, тобто за визначену конфігурацію добових графіків електричного навантаження електропередавальних організацій, окремих споживачів чи їх груп.

3. Встановлення плати за профіль електричного навантаження представляє собою окремий напрям розвитку ринкових механізмів керування попитом споживачів на електричну потужність, незалежний від вже існуючих в Україні інших методів такого керування та досягнутих результатів їх застосування.

4. Метою створення запропонованого механізму адресного керування режимами споживання електричної потужності є зниження витрати органічного палива (природного газу, мазуту, вугілля), інших матеріальних ресурсів, а також фінансів на виробництво електроенергії шляхом подальшого вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми.

5. Однією з переваг запропонованого механізму адресного керування режимами споживання електричної потужності є те, що економічне стимулювання участі електропередавальних організацій і споживачів у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми передбачається здійснювати тільки по відношенню до тих із них, які заздалегідь заявили про свій намір і реально сприяли рішення даної задачі.

6. Ще одною безсумнівною перевагою запропонованого механізму є те, що його використання дає змогу перейти з області невизначеності реакції споживачів на той, чи інший стимулюючий вплив, тобто, з області прогнозування очікуваних результатів цього впливу, в область їх планування.

7. Застосування запропонованого механізму адресного керування попитом споживачів на електричну потужність дасть можливість створити більш дієві стимули до активної участі електропередавальних організацій і споживачів в управлінні режимами виробництва та передачі електричної енергії в ОЕС України.

8. Зі сторони енергосистеми обов'язково має здійснюватись також керування процесами створення та використання споживачами децентралізованих, у тому числі, відновлюваних джерел енергії, а також процесами енергозбереження у споживачів. Для цього необхідно розробити та використовувати окремі «інструменти», які може бути засновано на тих же принципах, що й наведений у даному розділі механізм адресного керування попитом споживачів на електричну потужність.

### 3 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ СПОСОБУ АДРЕСНОГО КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАЧІВ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ПОТУЖНІСТЬ

#### 3.1 Результати впливу диференційованих за зонами доби тарифів на споживання електричної енергії в ОЕС України

Для аналізу добових графіків навантаження було визначено такі кількісні показники, як коефіцієнт нерівномірності ( $k_n$ ), коефіцієнт максимуму ( $k_{max}$ ), а також коефіцієнт заповнення графіку навантаження ( $k_z$ ), які розраховані за формулами 1.1 – 1.3.

На приклад, для зимового режимного дня 21.12.2016 року маємо:

$$k_n = \frac{13138}{18225} = 0,721;$$

$$k_{max} = \frac{18225}{16155} = 1,128;$$

$$k_z = \frac{16155}{18225} = 0,886.$$

Аналогічним чином визначаємо наведені показники для інших режимних днів. Отримані результати розрахунків наведено в таблицях 1.1 та 1.2. Наведені результати дають змогу зробити висновок, що графік електричного навантаження 21.12.2016 року прямує до рівномірного. З аналізу даних таблиць 1.1-1.2, робимо висновок, що за останні роки ці коефіцієнти практично не змінюються, тому необхідно впроваджувати нові способи та методи, за допомогою яких можна вирівнювати добові графіки споживання.

### 3.2 Характер та ступінь впливу попиту споживачів на електричну потужність

Однією із ознак впливу на електричну потужність тієї чи іншої групи споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми може бути подібність конфігурації відповідних графіків навантаження. Отже, для кількісної оцінки подібності конфігурації графіків навантаження груп споживачів, що розглядаються, та енергосистеми було розраховано коефіцієнт кореляції за формулою 1.4, що наведено у розділі 1.4.1.

Приклад розрахунків наведено для літнього режимного дня 15.06.2016 року для групи споживачів «Промисловість».

$$R_{ес,пром} = \frac{(10629 - 12088) \cdot (5660 - 5713) + \dots + (11659 - 12088) \cdot (5529 - 5713)}{23 \cdot 1300 \cdot 219} = 0,429$$

Отримані результати коефіцієнтів кореляції, що наведені в таблицях 1.4 та 1.5 свідчать про те, що, наприклад, для графіку навантаження енергосистеми у літній режимний день 18.06.2016 найбільш тісний зв'язок (тобто конфігурація графіку електричного навантаження енергосистеми та споживача мають найбільш подібну форму) спостерігається для груп «Населення» (0,971) та «Комунальні споживачі» (0,932), при цьому слабкий зв'язок спостерігається для групи споживачів «Сільське господарство» (0,019). В той час, як для зимового режимного дня 17.12.2016 окрім таких груп як «Населення» (0,962), «Комунальні споживачі» (0,959), подібність графіків навантаження спостерігається також для групи споживачів «Будівництво» (0,909).

Аналогічно розраховуються коефіцієнти кореляції для кожної з груп споживачів та для кожного року. Для спрощення розрахунків коефіцієнти кореляції та коваріації було визначено за допомогою вбудованих функцій математичного аналізу програмного продукту Microsoft Excel (відповідно CORREL та COVAR).

Коефіцієнт вкладу (внеску) за формулою 1.5:

$$K_{\text{вкл.}i} = 0,429 \cdot \frac{5713,13}{12088,66} = 0,203.$$

Наступні розрахунки для кожної з груп споживачів проводяться аналогічно.

Отже, з таблиці 1.4 для літнього режимного дня 18.06.2016 робимо висновок, що найбільший вклад на формування добового графіку навантаження енергосистеми має група споживачів «Населення» (0,39), а також «Промисловість» (0,203). Окрім цього, можемо сказати, що група споживачів «Сільське господарство» (-0,0005) навіть сприяє незначному вирівнюванню графіку енергосистеми, про що свідчить від'ємне значення отриманого коефіцієнту.

Для зимового режимного дня 17.12.2016 ситуація подібна до літнього режимного дня, тобто групи «Населення» (0,446) та «Промисловість» (0,23), мають найбільший вклад до формування графіку навантаження енергосистеми.

Для визначення коефіцієнту впливу першим кроком за формулою 1.7 розраховуємо коваріації:

$$\text{cov}_{\text{пром.,с/г}} = \frac{1}{23} \cdot ((5660 - 5713)(297 - 320) + \dots + (5529 - 5713)(267 - 320)) = 4280$$

$$\text{cov}_{\text{пром.,тр.}} = \frac{1}{23} \cdot ((5660 - 5713)(510 - 620) + \dots + (5529 - 5713)(555 - 620)) = 5588$$

$$\text{cov}_{\text{пром.,бюд.}} = \frac{1}{23} \cdot ((5660 - 5713)(65 - 45) + \dots + (5529 - 5713)(48 - 45)) = 3388$$

$$\text{cov}_{\text{пром.,ком/г}} = \frac{1}{23} \cdot ((5660 - 5713)(417 - 513) + \dots + (5529 - 5713)(443 - 513)) = 9846$$

$$\begin{aligned} \text{cov}_{\text{пром.,інші}} &= \frac{1}{23} \cdot ((5660 - 5713)(3700 - 4856) + \dots + (5529 - 5713)(4817 - 4856)) = \\ &= 51060 \end{aligned}$$

Далі, за формулою 1.6 визначаємо саме коефіцієнт впливу:

$$K_{\text{впл.і}} = \frac{48260 + (4280 + \dots + 51060)}{1691291} = 0,07$$

Аналогічно розраховуємо коефіцієнт впливу для кожної з груп споживачів.

Вищенаведений коефіцієнт відображає як нерівномірність попиту кожної із груп споживачів впливає на загальну нерівномірність енергосистеми. В нашому випадку, для літнього режимного дня 18.06.2016 найбільший вплив на нерівномірність несе група споживачів «Населення» (0,836), що спостерігається і в зимовий режимний день 17.12.2016, а коефіцієнт дорівнює 0,784.

Коефіцієнт індивідуального впливу за формулою 1.8

$$K_{\text{інд.впл.пром.}} = \frac{(1691292 - 1494703)}{1691292} = 0,116$$

Вищенаведений коефіцієнт показує як буде впливати та чи інша група споживачів на графік електричного навантаження енергосистеми за умови, що графік навантаження споживача буде ідеально рівним та дорівнювати середньодобовому навантаженню. Таким чином, найбільший вплив для літнього режимного дня 18.06.2016 так само як і для зимового режимного дня 17.12.2016 матиме група споживачів «Населення» відповідно 0,931 та 0,904.

Отже, всі вищенаведені кількісні показники вказують на те, що найбільший вплив на формування добового графіку електричного навантаження мають такі групи споживачів як «Промисловість» та «Населення, тому саме споживачів цих груп необхідно стимулювати до вирівнювання графіка навантаження енергосистеми.

### 3.3 Визначення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем навантаження енергосистеми з використанням методу групування

Під час використання методу групування реальні зони доби зі значно різним рівнем електричного навантаження енергосистеми визначаються шляхом групування погодинних значень її потужності, що спостерігались протягом режимної доби, які статистично суттєво відрізняються за величиною середнього навантаження енергосистеми.

Групування величин погодинного електричного навантаження енергосистеми відбувається з використання одного зі статистичних критеріїв (Т-критерій Стюдента). Тобто, використання зазначеного критерію дає змогу за об'єктивною ознакою розподілити величини погодинної електричної потужності, а також години доби у групи, що відповідають максимальному, середньому та мінімальному навантаженню енергосистеми.

Критерій Стюдента розраховуємо за формулою 1.11.

Для формування груп необхідно визначити розрахункове значення критерію Стюдента ( $T_p$ ) та порівняти його з табличним значенням ( $T_{кр}$ ). При цьому використовуємо значення Т-критерію для двох рівнів значущості помилки прийняття рішень ( $p=0,05$  та  $p=0,01$ ) при  $k=M1+M2-2$  (де  $M1$  та  $M2$  – кількість значень погодинного навантаження енергосистеми, що увійшли відповідно в кожен з двох суміжних між собою спочатку сформованих).

Якщо для пари сформованих груп виконується нерівність  $T_p \leq T_{кр}$  при  $p=0,05$  та  $k=M1+M2-2$ , то такі дві групи обов'язково необхідно об'єднати в одну, оскільки визначені для цих груп середні значення електричного навантаження енергосистеми відрізняються між собою статистично несуттєво.

Якщо  $T_p \geq T_{кр}$  при  $p=0,01$  та  $k=M1+M2-2$ , то такі дві групи об'єднувати в одну в жодному разі не потрібно, так як для цих груп середнє значення електричного навантаження енергосистеми мають статистично суттєві значення.

Якщо одночасно виконується умова  $T_p \geq T_{кр}$  при  $p=0,05$  та  $T_p \leq T_{кр}$  при  $p=0,01$ , то такі групи можна або об'єднати, або ні.



Розглянемо на прикладі зимового режимного дня 21.12.2016 року визначення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем навантаження енергосистеми з використанням методу групування.

Отримані розрахункові значення наведено в таблицях 3.1 – 3.3.

Таблиця 3.1 – Вихідний та впорядкований ряд значень електричного навантаження енергосистеми 21.12.2016

Година доби	Навантаження енергосистеми, МВт	Номер елемента впорядкованого ряду	Година доби	Впорядковані навантаження енергосистеми, МВт
1	13897	1	3	13138
2	13463	2	4	13185
3	13138	3	5	13410
4	13185	4	2	13463
5	13410	5	1	13897
6	13951	6	6	13951
7	14929	7	24	14899
8	15950	8	7	14929
9	16998	9	23	15733
10	17632	10	8	15950
11	17855	11	22	16709
12	17504	12	9	16998
13	17316	13	21	17003
14	17341	14	13	17316
15	17373	15	14	17341
16	17764	16	15	17373
17	18132	17	12	17504
18	18225	18	20	17513
19	17811	19	10	17632
20	17513	20	16	17764
21	17003	21	19	17811
22	16709	22	11	17855
23	15733	23	17	18132
24	14899	24	18	18225

Таблиця 3.2 – Результати формування статистичних вибірок та розрахункові значення Т-критерію для кожної пари суміжних вибірок

Номер вибірки	Номери включених елементів впорядкованого ряду	Година доби	Кількість включених елементів впорядкованого ряду	Середнє навантаження енергосистеми, МВт	Дисперсія навантаження енергосистеми	Розрахункове значення Т-критерію
1	1	3	1	13138	0	----
2	1 – 2	4	2	13162	1090	1,000
3	1 – 3	5	3	13244	21073	0,951
4	1 – 4	2	4	13299	25976	0,470
5	1 – 5	1	5	13418	90925	0,761
6	1 – 6	6	6	13507	119927	0,454
7	1 – 7	24	7	13706	376781	0,732
8	1 – 8	7	8	13859	509818	0,446
9	1 – 9	23	9	14067	836559	0,526
10	1 – 10	8	10	14255	1098288	0,418
11	1 – 11	22	11	14478	1535645	0,447
12	1 – 12	9	12	14688	1925224	0,383
13	1 – 13	21	13	14867	2177016	0,311
14	1 – 14	13	14	15041	2438067	0,299
15	1 – 15	14	15	15195	2616546	0,260
16	1 – 16	15	16	15331	2738504	0,232
17	1 – 17	12	17	15459	2845174	0,220
18	1 – 18	20	18	15573	2912330	0,199
19	1 – 19	10	19	15681	2973769	0,192
20	1 – 20	16	20	15785	3034179	0,188
21	1 – 21	19	21	15882	3077848	0,177
22	1 – 22	11	22	15972	3108172	0,167
23	1 – 23	17	23	16065	3169733	0,178
24	1 – 24	18	24	16155	3226209	0,172

Таблиця 3.3 – Попередньо сформовані групи значень навантаження енергосистеми та результати першої ітерації перевірки можливості їх подальшого об'єднання

Номер групи, година доби	Навантаження енергосистеми, МВт	Середнє навантаження енергосистеми, МВт	Дисперсія навантаження енергосистеми	Розрахункове значення Т-критерію	Критичне значення Т-критерію (p=0,05)	Критичне значення Т-критерію (p=0,01)
Група 1						
3	13138					
4	13185					
5	13410					
2	13463	13299	25975,623	7,351	2,776	4,604
Група 2						
1	13897					
6	13951	13924	1455,193	32,227	4,303	9,925
Група 3						
24	14899					
7	14929	14914	433,563	<b>8,477</b>	<b>4,302</b>	<b>9,924</b>
Група 4						
23	15733					
8	15950	15842	23536,255	10,439	2,179	3,055
Група 5						
22	16709					
9	16998					
21	17003					
13	17316					
14	17341					
15	17373					
12	17504					
20	17513					
10	17632					
16	17764					
19	17811					
11	17855	17402	126678,357	6,881	2,179	3,055
Група 6						
17	18132					
18	18225	18178	0	----	----	----

За розрахунками, що наведені в таблиці 3.3, робимо висновок про об'єднання групи 3 та 4. Проводимо 2-гу ітерацію, отримані результати наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Проміжні групи значень навантаження енергосистеми після 1-ої ітерації та результати другої ітерації перевірки можливості їх подальшого об'єднання

Номер групи, година доби	Навантаження енергосистеми, МВт	Середнє навантаження енергосистеми, МВт	Дисперсія навантаження енергосистеми	Розрахункове значення Т-критерію	Критичне значення Т-критерію (p=0,05)	Критичне значення Т-критерію (p=0,01)
Група 1						
3	13138					
4	13185					
5	13410					
2	13463	13299	25975,629	7,351	2,776	4,604
Група 2						
1	13897					
6	13951	13924	1455,193	5,329	2,776	4,604
Група (3+4)						
24	14899					
7	14929					
23	15733					
8	15950	15378	295051,582	6,969	2,145	2,977
Група 5						
22	16709					
9	16998					
21	17003					
13	17316					
14	17341					
15	17373					
12	17504					
20	17513					
10	17632					
16	17764					
19	17811					
11	17855	17402	126678,357	6,881	2,179	3,055
Група 6						
17	18132					
18	18225	18178	0	----	----	----

Після проведення другої ітерації, можемо зробити висновок, що ми одержали остаточні групи значень навантаження енергосистеми. Далі, для більш точної обґрунтованості отриманих результатів, розраховуємо критичні значення

електричного навантаження енергосистеми за формулою 1.12 для першої та передостанньої із отриманих груп.

Отже, маємо:

$$P_{кр.min} = 13299 + 5,841 \cdot \sqrt{\frac{25975,63}{4}} = 13769,6; ,$$

$$P_{кр.max} = 17402 + 3,106 \cdot \sqrt{\frac{126678,36}{12}} = 17720,8.$$

За вищенаведеними розрахунками, до зони мінімального навантаження можемо віднести **2 – 5** години доби, до зони максимального навантаження – **11, 16 – 19** години, до зони середнього навантаження – інші. Результати порівняння фактичних та розрахункових зон доби наведено в таблиці 3.5

Таблиця 3.5 – Порівняння меж діючих тарифних зон та фактичних зон доби, визначених за графіком навантаження енергосистеми за зимовий реімний день 21.12.2016

Година доби	Діючі тарифні зони доби	Зони доби з різним навантаженням енергосистеми
1	2	3
1	Нічна зона	Середнє навантаження
2	Нічна зона	Мінімальне навантаження
3	Нічна зона	Мінімальне навантаження
4	Нічна зона	Мінімальне навантаження
5	Нічна зона	Мінімальне навантаження
6	Нічна зона	Середнє навантаження
7	Напівпікова зона	Середнє навантаження
8	Напівпікова зона	Середнє навантаження
9	Пікова зона	Середнє навантаження
10	Пікова зона	Середнє навантаження
11	Напівпікова зона	Максимальне навантаження
12	Напівпікова зона	Середнє навантаження
13	Напівпікова зона	Середнє навантаження
14	Напівпікова зона	Середнє навантаження
15	Напівпікова зона	Середнє навантаження
16	Напівпікова зона	Максимальне навантаження
17	Напівпікова зона	Максимальне навантаження
18	Пікова зона	Максимальне навантаження

Продовження таблиці 3.5

1	2	3
19	Пікова зона	Максимальне навантаження
20	Пікова зона	Середнє навантаження
21	Пікова зона	Середнє навантаження
22	Напівпікова зона	Середнє навантаження
23	Напівпікова зона	Середнє навантаження
24	Нічна зона	Середнє навантаження

Аналогічним чином були визначені фактичні зони доби для «дифтарифних» та «недифтарифних» споживачів. Результати розрахунків наведено в таблиці 1.7.

### 3.3 Оцінка характеру та ступеню протидії зміни навантаження «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність «недифтарифних» споживачів

Розглянемо три графіки електричного навантаження (енергосистеми, «дифтарифних» та «недифтарифних» споживачів).

По-перше, сформуємо вибірки значень приростів відповідної потужності, що споживається, в кожну годину доби ( $\Delta P$ ) у порівнянні із попередньою годиною. Чисельні значення таких змін для деякої  $j$ -ої години доби визначаються за формулою 1.13. Отже, отримаємо:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{ес.1}} &= P_{\text{ес.1}} - P_{\text{ес.24}} = 13897 - 14899 = -1003 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{\text{диф.1}} &= P_{\text{диф.1}} - P_{\text{диф.24}} = 5120 - 5115 = 5 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{\text{недиф.1}} &= P_{\text{недиф.1}} - P_{\text{недиф.24}} = 8777 - 9784 = -1008 \text{ МВт}.\end{aligned}$$

Аналогічно проводимо розрахунки для кожної години доби. Отримані результати наведено в таблиці 1.8.

Далі розраховуємо часткову дисперсію навантаження енергосистеми, навантаження енергосистеми без приросту «дифтарифних» споживачів та часткову

дисперсію навантаження енергосистеми без приросту «дифтарифних» споживачів за формулами 1.14-1.17.

Тоді, для 1-ої години маємо:

$$D'_{ec.1} = \frac{(P_{ec.1} - P_{ec.сер.})^2}{23} = \frac{(13897 - 16155)^2}{23} = 221849,17;$$

$$P'_{ec.1} = \Delta P_{диф.1} + P_{ec.24} = -1008 + 14899 = 13892 \text{ МВт};$$

$$D''_{ec.1} = \frac{(P'_{ec.1} - P_{ec.сер.})^2}{24-1} = \frac{(13892 - 16155)^2}{23} = 222832,38.$$

Коефіцієнт протидії розраховуємо за формулою 1.17.

$$K_{прот.1} = \frac{(221849,17 - 222832,38)}{221849,17} = -0,0044.$$

Отже з проведених таким чином розрахунків (таблиця 1.8) ми бачимо як впливають «дифтарифні» споживачі на нерівномірність графіку навантаження. В загальному випадку, «дифтарифні» споживачі позитивно впливають, тобто вирівнюють, на графік навантаження енергосистеми в вечірні години, а також зовсім малий вплив в нічний час. В інші години доби, ранковий та обідній час, цей вплив має негативний характер, тобто сприяє викривленню графіка навантаження ОЕС.

### 3.4 Формування оптимальних графіків навантаження

На підготовчому етапі на рівні енергосистеми знаходять «оптимальні» графіки навантаження обленерго. Вирішується задача оптимізації з цільовою функцією, що відповідає формулі 2.2, та рівняння обмеження – 2.5. Під час вирішення поставленої задачі визначаються такі значення годинних навантажень,

при яких графік навантаження енергосистеми матиме найбільш рівну конфігурацію (зменшення попиту споживачів на електричну енергію під час пікових годин та збільшення в години нічних провалів), за участь обраних трьох електропередавальних організацій. Існуючі графіки навантажень обленерго, які приймають участь в Проекті, наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Існуючі графіки навантаження ОЕС України та трьох обленерго для режимних днів 17.12.2014 р., 16.12.2015 р., 21.12.2016 р. (МВт)

Година доби	Графік навантаження ЕС			Графік навантаження Київобленерго			Графік навантаження Харківобленерго			Графік навантаження Дніпробленерго			Графік навантаження інших споживачів		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
1	14765	13360	13897	736	665	723	774	712	813	3430	3589	3357	9825	8393	9004
2	14387	12785	13463	685	631	678	720	671	760	3465	3444	3360	9518	8039	8665
3	14218	12652	13138	667	620	650	698	659	756	3469	3467	3283	9384	7905	8448
4	14107	12608	13185	656	614	655	694	657	746	3500	3505	3415	9257	7833	8369
5	14298	12748	13410	652	618	671	702	664	760	3539	3541	3471	9406	7924	8509
6	14884	13310	13951	653	649	691	749	712	805	3571	3619	3538	9912	8330	8917
7	16062	14445	14929	715	707	751	837	822	900	3645	3578	3515	10865	9338	9763
8	16872	15529	15950	773	778	803	942	957	1011	3318	3495	3409	11839	10299	10728
9	16743	16324	16998	792	803	850	1007	1041	1118	3189	3602	3563	11755	10877	11467
10	16806	16816	17632	807	834	901	1026	1089	1189	3180	3652	3565	11793	11241	11977
11	17027	16815	17855	806	837	909	1022	1084	1176	3242	3733	3721	11956	11160	12049
12	17273	16461	17504	799	826	902	1022	1063	1169	3533	3685	3599	11920	10886	11835
13	17200	16205	17316	792	801	881	1018	1041	1145	3520	3623	3633	11870	10741	11657
14	17324	16324	17341	804	812	884	1021	1045	1153	3529	3680	3624	11970	10787	11680
15	17386	16302	17373	804	802	883	1030	1053	1143	3486	3575	3664	12067	10871	11681
16	17511	16728	17764	758	823	906	1049	1064	1161	3525	3767	3823	12179	11074	11875
17	17634	17698	18132	748	892	945	1058	1124	1190	3420	3786	3586	12408	11897	12410
18	17450	17891	18225	734	904	948	1056	1128	1181	3318	3753	3568	12342	12106	12528
19	17622	17610	17811	782	894	931	1052	1099	1156	3362	3721	3469	12426	11896	12255
20	17485	17154	17513	777	878	921	1066	1062	1117	3331	3656	3549	12310	11559	11927
21	17111	16714	17003	753	863	902	1036	1023	1083	3314	3626	3488	12008	11202	11531
22	16735	16245	16709	738	847	891	988	971	1043	3350	3772	3696	11658	10654	11078
23	16179	15185	15733	722	798	850	917	896	960	3507	3664	3602	11032	9827	10321
24	15593	14259	14899	720	735	787	843	804	880	3585	3577	3523	10445	9144	9709

Для вирішення встановленої задачі кожна з ЕПО, що приймає участь в регулюванні, повинна надати постачальнику електроенергії необхідні дані про можливі годинні електричні навантаження (максимальні та мінімальні), які можуть створити приєднані до неї споживачі (таблиця 3.7).

Вирішення задачі оптимізації проводилось за допомогою програмного продукту QBasic64. Отримані дані наведено в таблиці 3.8.



Таблиця 3.7 – Максимальні та мінімальні навантаження кожної з облэнерго

Рік	Обленерго	Існуюче макс. навантаження, МВт	Можливе макс. навантаження, МВт	Існуюче мін. навантаження, МВт	Можливе мін. навантаження, МВт
2014	Київобленерго	807	900	652	600
	Харківобленерго	1066	1200	694	600
	Днепробленерго	3645	3600	3180	3000
2015	Київобленерго	1904	100	614	550
	Харківобленерго	1128	1200	657	600
	Днепробленерго	3786	3800	3444	3400
2016	Київобленерго	948	1000	650	600
	Харківобленерго	1190	1250	746	700
	Днепробленерго	3823	3900	3283	3200

Після сумування «оптимальних» графіків навантаження всіх облэнерго, що приймають участь в регулювання, формується оптимальний графік навантаження енергосистеми, отримані дані наведено у таблиці 3.8 та зображено на рисунках 3.1-3.3.

Таблиця 3.8 – Оптимальний графік навантаження енергосистеми та «оптимальні» графіки навантаження облэнерго

Година доби	ОЕС, МВт			Київобленерго, МВт			Харківобленерго, МВт			Днепробленерго, МВт		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	15525	14393	15154	900	1000	1000	1200	1200	1250	3600	3800	3900
2	15218	14039	14815	900	1000	1000	1200	1200	1250	3600	3800	3900
3	15084	13905	14598	900	1000	1000	1200	1200	1250	3600	3800	3900
4	14957	13833	14519	900	1000	1000	1200	1200	1250	3600	3800	3900
5	15106	13924	14659	900	1000	1000	1200	1193	1250	3600	3746	3900
6	15612	14330	15067	900	1000	1000	1200	817	1250	3600	3406	3900
7	15958	15251	15913	603	974	1000	845	600	1250	3645	3400	3900
8	16039	15251	15976	600	729	762,1	600	600	1057	3000	3400	3429
9	15958	15427	15977	600	550	600	600	600	708	3003	3400	3202
10	15993	15791	16477	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
11	16156	15710	16549	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
12	16120	15436	16335	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
13	16070	15291	16157	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
14	16170	15337	16180	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
15	16267	15421	16181	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
16	16379	15624	16375	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
17	16608	16447	16910	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200

Продовження таблиці 3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
18	16542	16656	17028	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
19	16626	16446	16755	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
20	16510	16109	16427	600	550	600	600	600	700	3000	3400	3200
21	16208	15752	16032	600	550	601	600	600	700	3000	3400	3200
22	15958	15251	15977	606	565	663	663	603	759	3031	3429	3477
23	15958	15252	14821	738	777	600	824	945	700	3364	3703	3200
24	15958	15144	15859	899	1000	1000	1092	1200	1250	3522	3800	3900

На основі сформованого оптимального графіка навантаження енергосистеми необхідно визначити очікувану максимальну економію витрат на вироблення електроенергії, що виникає у випадку формування та підтримування максимально рівного графіка навантаження енергосистеми, який може бути досягнуто за участю обленерго, що розглянуті в прикладі.

Для спрощення кількісної оцінки очікуваної економії була побудована регресійна залежність між СКВ добових графіків навантаження ЕС та сумарної величини очікуваного зниження річних витрат енергосистеми на вироблення електроенергії. Регресійна залежність наведена на рисунку 2.2.

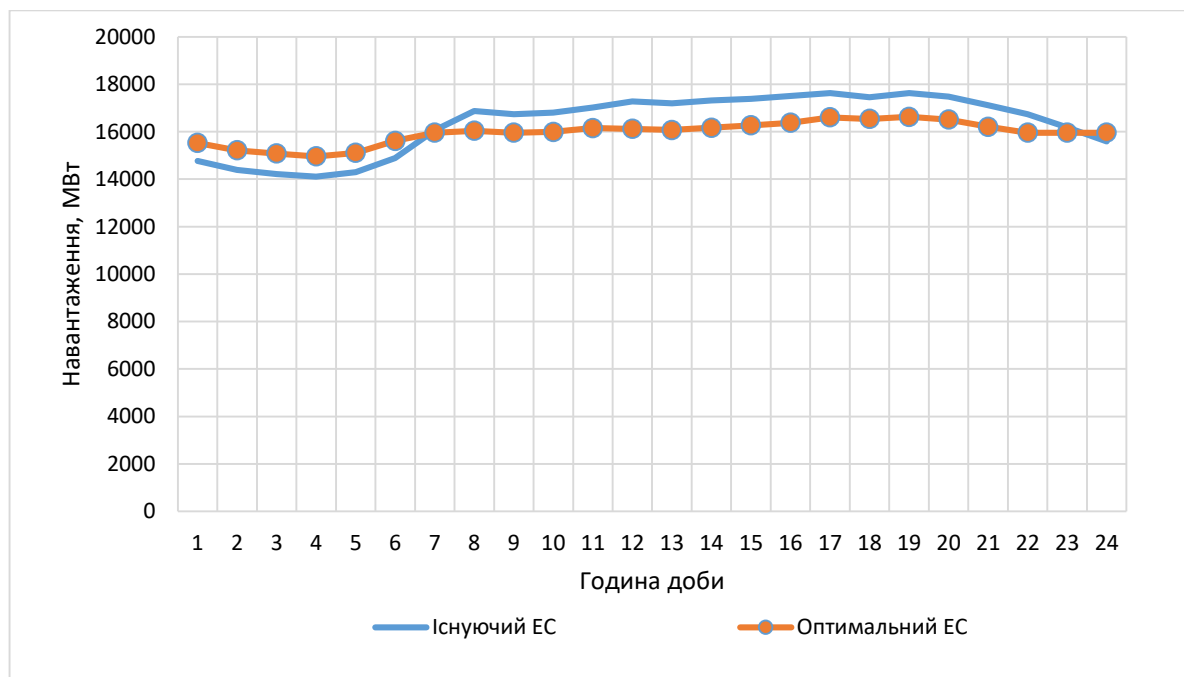


Рисунок 3.1 – Існуючий та оптимальний графік навантаження ЕС станом на 17.12.2014 р.

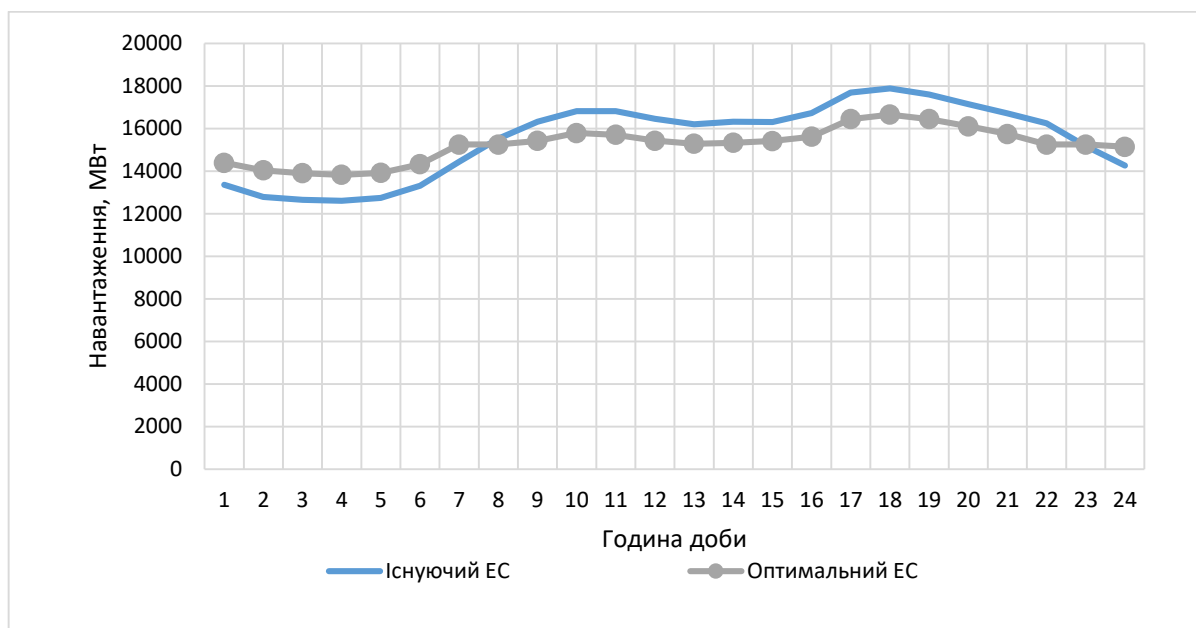


Рисунок 3.2 – Існуючий та оптимальний графік навантаження ЕС станом на 16.12.2015 р.

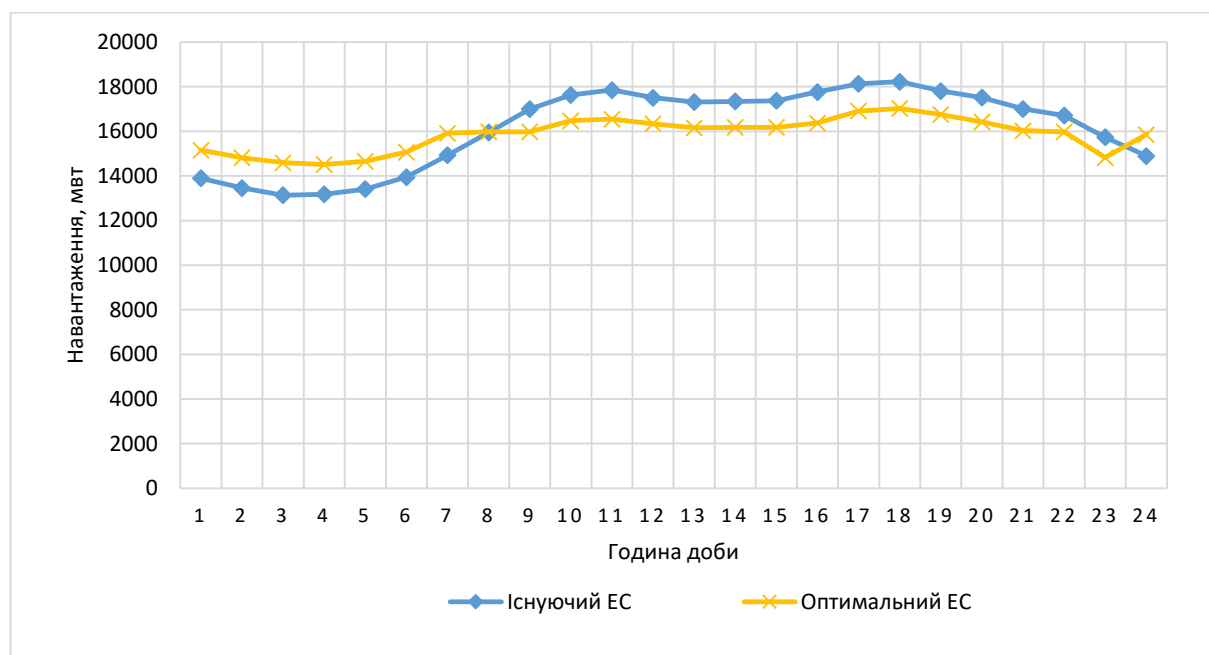


Рисунок 3.3 – Існуючий та оптимальний графік навантаження ЕС станом на 21.12.2016 р.

Розрахуємо коефіцієнт участі кожної з обленерго за формулою 2.1, а також коефіцієнт розподілу за формулою 2.2. Отримані значення наведемо в таблиці 3.9.

$$K_{уч.Київ.} = \frac{(3226209 - 2310775)}{(3226209 - 584186,5)} = 0,346$$

Таблиця 3.9 – Результати формування «оптимальних» графіків навантаження кожної з обленерго, що приймають участь в Проекті у зимовий режимний день 21.12.2016 року

Обленерго	$K_{уч.}$	$K_{розп.}$	Максимальна винагорода, млрд. грн/рік
Київобленерго	0,346	0,264	1,72
Харківобленерго	0,493	0,376	2,44
Днепробленерго	0,473	0,36	2,34

Для визначення максимальної очікуваної економії, розрахуємо дисперсію та середньоквадратичне відхилення оптимального графіка навантаження енергосистеми.

$$D_{ec}^{opt} = 584186;$$

$$\sigma_{ec}^{opt} = 764.$$

Відповідно до отриманих результатів з рисунку 2.2 визначаємо очікувану економію: для зимового режимного дня 21.12.2016 – близько 6,5 млрд грн/рік. Відповідно до отриманих коефіцієнтів розподілу визначають максимальну винагороду кожної з обленерго, що приймає участі у Проекті.

На підготовчому етапі визначаються «оптимальні» графіки навантаження груп споживачів, що приєднані до їх електричних мереж. В нашому випадку, прийнято що в регуюванні графіків навантаження кожної з ЕПО погодилися прийняти участь промислові та побутові споживачі (населення), адже саме ці групи споживачів, як показали попередні дослідження, мають найбільший вплив на графік електричного навантаження енергосистеми України. Для цих груп споживачів були розраховані «оптимальні» графіки навантаження, за яких графіки

навантаження кожної з обленерго будуть максимально наближені до встановлених «оптимальних» графіків навантаження.

Для участі в регулюванні кожна з груп споживачів повинна надати відомості щодо можливих годинних електричних навантажень (максимальних та мінімальних) (таблиця 3.10).

Таблиця 3.10 - Максимальні та мінімальні значення електричного навантаження груп споживачів, що приймають участь в регулюванні

Рік	ЕПО	Група споживачів	Існуюче макс. навантаження, МВт	Можливе макс. навантаження, МВт	Існуюче мін. навантаження, МВт	Можливе мін. навантаження, МВт
2014	Київобленерго	Промислові	184	185	139	140
		Побутові	495	500	342	350
	Харківобленерго	Промислові	288	300	167	170
		Побутові	689	700	366	370
	Днепробленерго	Промислові	2719	2700	2065	2000
		Побутові	1096	1000	565	500
2015	Київобленерго	Промислові	193	200	137	100
		Побутові	580	600	317	250
	Харківобленерго	Промислові	348	400	170	150
		Побутові	653	700	166	120
	Днепробленерго	Промислові	2919	3000	2508	2450
		Побутові	929	1000	380	350
2016	Київобленерго	Промислові	205	250	149	100
		Побутові	605	650	348	300
	Харківобленерго	Промислові	376	400	196	150
		Побутові	682	700	357	300
	Днепробленерго	Промислові	2737	2800	2332	2300
		Побутові	957	1000	388	350

Задача оптимізації для груп споживачів вирішується за цільовою функцією 2.6 з обмеженнями 2.9. Результати розрахунків наведено в таблицях 3.11-3.13.

Таблиця 3.11 – Оптимальні графіки навантаження груп споживачів, що приєднані до мереж Київобленерго

Година доби	«Оптимальний» графік навантаження Київобленерго			«Оптимальний» графік навантаження промислових споживачів, МВт			«Оптимальний» графік навантаження побутових споживачів, МВт			Графік навантаження інших споживачів, МВт		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
1	900	1000	1000	185	200	240	500	600	604	149	147	156
2	900	1000	1000	185	200	245	500	600	603	148	151	152
3	900	1000	1000	185	200	249	500	600	606	149	156	145
4	900	1000	1000	185	200	243	500	600	600	154	157	157
5	900	1000	1000	185	200	243	500	600	588	154	159	169
6	900	1000	1000	185	200	230	500	600	601	168	170	169
7	603	974	1000	140	200	240	350	600	578	171	168	174
8	600	729	762,1	140	124	141,1	350	434	449	172	171	172
9	600	550	600	140	105	111	350	287	317	152	158	172
10	600	550	600	140	108	105	350	274	307	156	168	188
11	600	550	600	140	112	106	350	261	303	177	177	191
12	600	550	600	140	103	100	350	267	308	174	180	192
13	600	550	600	140	110	105	350	263	301	170	177	194
14	600	550	600	140	112	101	350	258	302	175	180	197
15	600	550	600	140	100	101	350	274	300	184	176	199
16	600	550	600	140	106	100	350	264	300	178	180	201
17	600	550	600	140	111	101	350	254	305	181	185	194
18	600	550	600	140	106	111	350	282	321	156	162	168
19	600	550	600	140	106	109	350	284	328	155	160	163
20	600	550	600	140	102	113	350	301	333	140	147	154
21	600	550	601	140	109	105	350	303	355	134	138	141
22	606	565	663	140	106	104	350	306	393	148	153	166
23	738	777	600	151	132	100	442	485	334	145	160	166
24	899	1000	1000	185	200	235	500	600	603	148	152	162

Таблиця 3.12 – Оптимальні графіки навантаження груп споживачів, що приєднані до мереж Харківобленерго

Година доби	«Оптимальний» графік навантаження Харківобленерго			«Оптимальний» графік навантаження промислових споживачів, МВт			«Оптимальний» графік навантаження побутових споживачів, МВт			Графік навантаження інших споживачів, МВт		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
1	1200	1200	1250	300	394	384	700	652	688	157	154	178
2	1200	1200	1250	300	392	380	700	653	692	154	155	178
3	1200	1200	1250	300	382	381	700	655	677	153	163	192
4	1200	1200	1250	300	380	396	700	655	664	154	165	190
5	1200	1200	1250	300	372	377	700	650	674	158	178	199
6	1200	1200	1250	300	372	386	700	654	663	170	174	201
7	845	1193	1250	188	357	387	469	638	647	188	198	216
8	600	817	1057	170	317	283	370	279	560	199	221	214
9	600	600	708	170	222	179	370	144	300	208	234	229
10	600	600	700	170	247	157	370	126	315	203	227	228
11	600	600	700	170	244	158	370	137	325	190	219	217
12	600	600	700	170	240	151	370	140	331	195	220	218
13	600	600	700	170	250	160	370	136	329	200	214	211
14	600	600	700	170	254	160	370	138	321	183	208	219
15	600	600	700	170	249	158	370	135	331	187	216	211
16	600	600	700	170	220	171	370	161	313	191	219	216
17	600	600	700	170	197	151	370	176	331	202	227	218
18	600	600	700	170	184	158	370	184	321	201	232	221
19	600	600	700	170	197	153	370	181	318	192	222	229
20	600	600	700	170	197	152	370	186	343	196	217	205
21	600	600	700	170	205	161	370	198	340	187	197	199
22	663	603	759	170	192	150	370	221	406	174	190	203
23	824	945	700	184	385	153	469	375	354	171	185	193
24	1092	1200	1250	293	227	396	634	512	669	165	461	185

Таблиця 3.13 – Оптимальні графіки навантаження груп споживачів, що приєднані до мереж Дніпробленерго

Година доби	«Оптимальний» графік навантаження Дніпробленерго			«Оптимальний» графік навантаження промислових споживачів, МВт			«Оптимальний» графік навантаження побутових споживачів, МВт			Графік навантаження інших споживачів, МВт		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
1	3600	3800	3900	2750	2980	2759	576	635	956	189	185	185
2	3600	3800	3900	2750	2962	2780	577	648	924	182	190	196
3	3600	3800	3900	2750	2959	2783	565	639	926	189	202	191
4	3600	3800	3900	2750	2960	2739	652	654	962	198	186	199
5	3600	3800	3900	2750	2996	2736	659	597	957	191	207	207
6	3600	3800	3900	2708	2938	2748	692	643	944	200	219	208
7	3645	3746	3900	2640	2780	2788	790	741	904	215	225	208
8	3000	3406	3429	2186	2551	2594	594	640	623	220	215	212
9	3003	3400	3202	2109	2451	2319	688	723	667	206	226	214
10	3000	3400	3200	2108	2516	2362	682	655	608	210	229	230
11	3000	3400	3200	2100	2555	2306	690	626	673	210	219	221
12	3000	3400	3200	2100	2591	2452	685	580	533	215	229	215
13	3000	3400	3200	2186	2656	2434	611	521	548	203	223	218
14	3000	3400	3200	2191	2606	2455	602	578	518	207	216	227
15	3000	3400	3200	2171	2670	2454	610	503	529	219	227	217
16	3000	3400	3200	2120	2501	2338	661	671	630	219	228	232
17	3000	3400	3200	2100	2571	2401	685	599	578	215	230	221
18	3000	3400	3200	2103	2510	2329	699	662	657	198	228	214
19	3000	3400	3200	2065	2499	2317	731	680	668	201	221	215
20	3000	3400	3200	2079	2480	2304	710	701	686	211	219	210
21	3000	3400	3200	2083	2452	2303	724	740	699	193	208	198
22	3031	3429	3477	2109	2497	2478	725	733	800	197	199	199
23	3364	3703	3200	2265	2747	2494	906	758	512	193	198	194
24	3522	3800	3900	2507	2990	2742	833	620	971	182	190	187



Аналогічно розрахункам для енергосистеми, на рівні «оптимальних» графіків навантаження груп споживачів, що приймають участь в регулюванні, визначають коефіцієнти участі цих груп споживачів за формулою 2.3 і відповідно коефіцієнти розподілу за формулою 2.2.

На рисунках 3.4-3.9 зображено існуючі та «оптимальні» графіки навантаження для кожної з груп споживачів на прикладі режимного дня 21.12.2016.

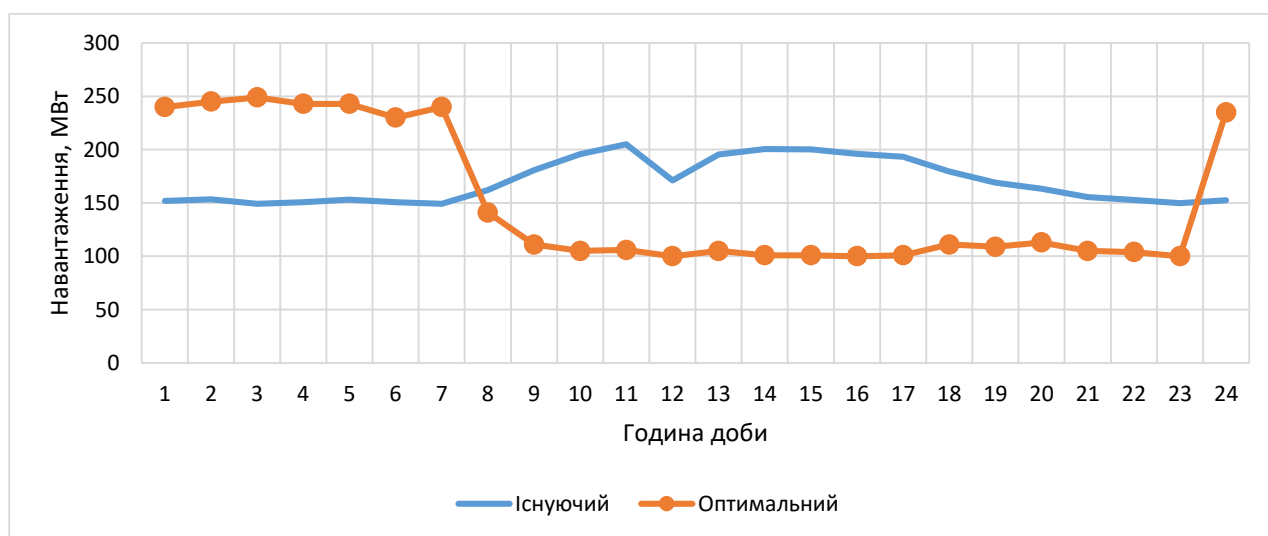


Рисунок 3.4 – Існуючий та «оптимальний» графіки навантаження промислових споживачів Київобленерго 21.12.2016 р.

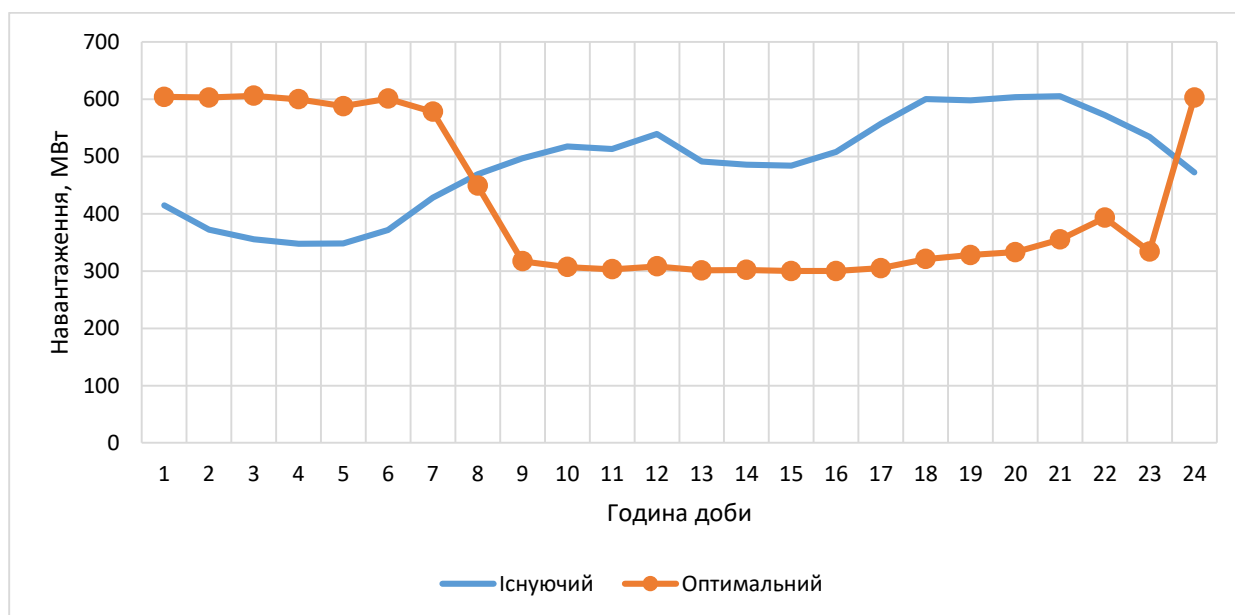


Рисунок 3.5 – Існуючий та «оптимальний» графіки навантаження побутових споживачів Київобленерго 21.12.2016 р.

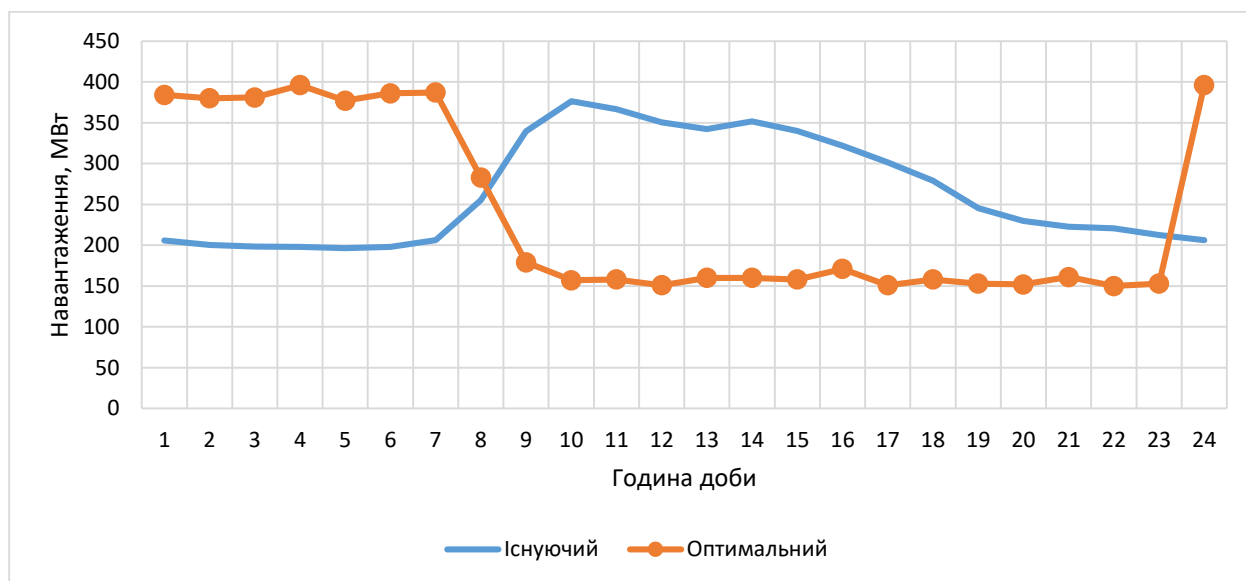


Рисунок 3.6 – Існуючий та «оптимальний» графіки навантаження промислових споживачів Харківобленерго 21.12.2016 р.

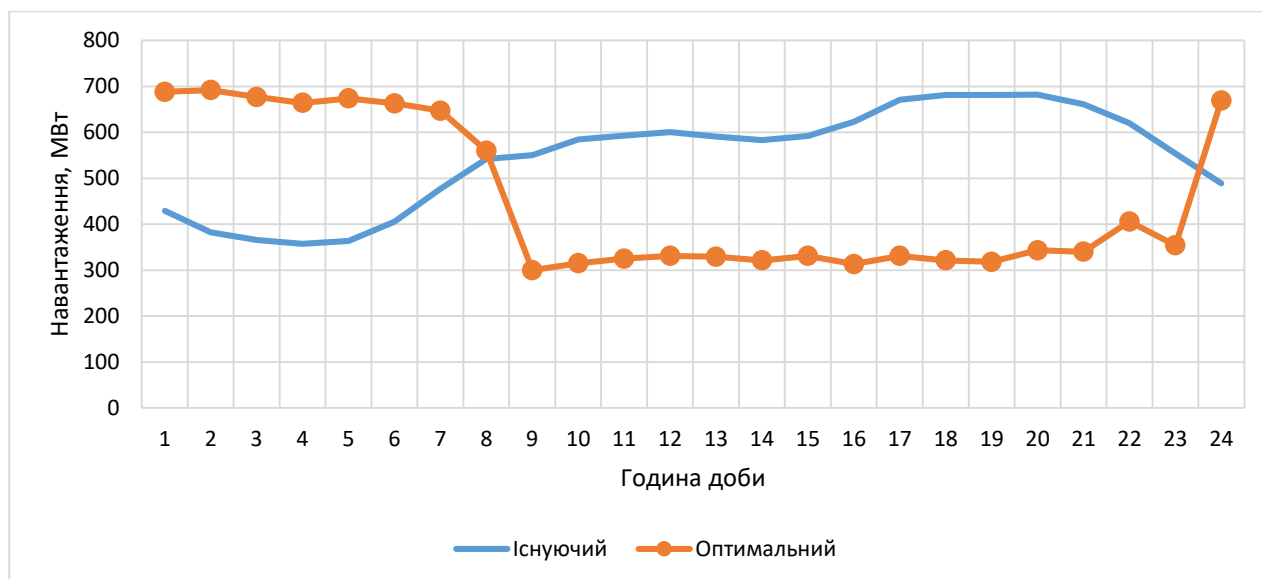


Рисунок 3.7 – Існуючий та «оптимальний» графіки навантаження побутових споживачів Харківобленерго 21.12.2016 р.

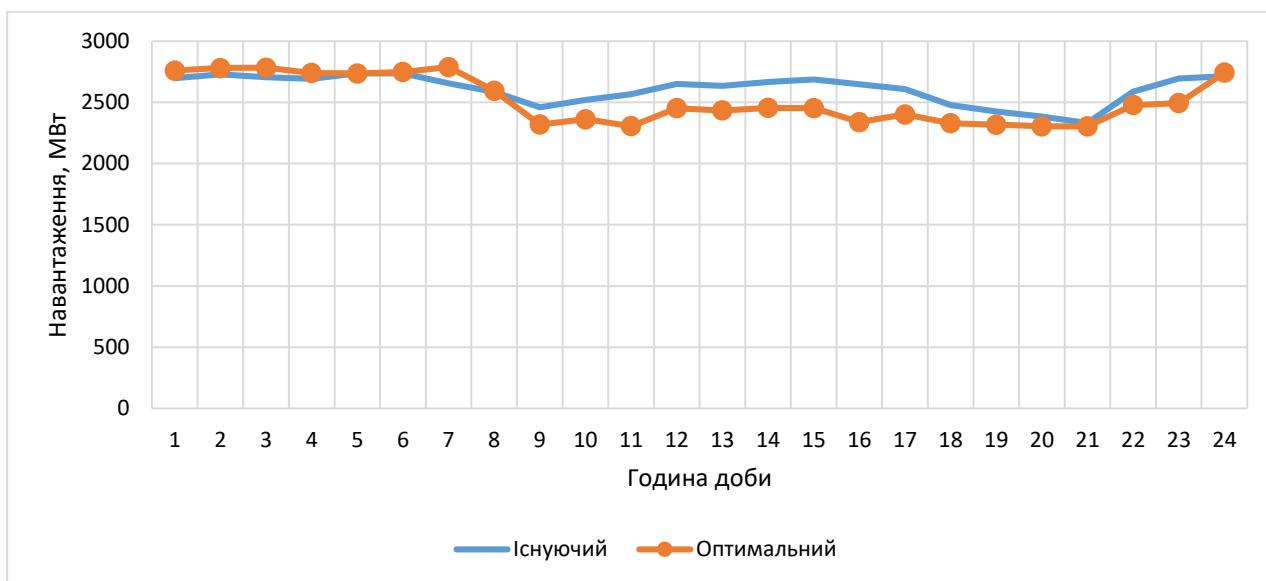


Рисунок 3.8 – Існуючий та «оптимальний» графіки навантаження промислових споживачів Дніпробленерго 21.12.2016 р.

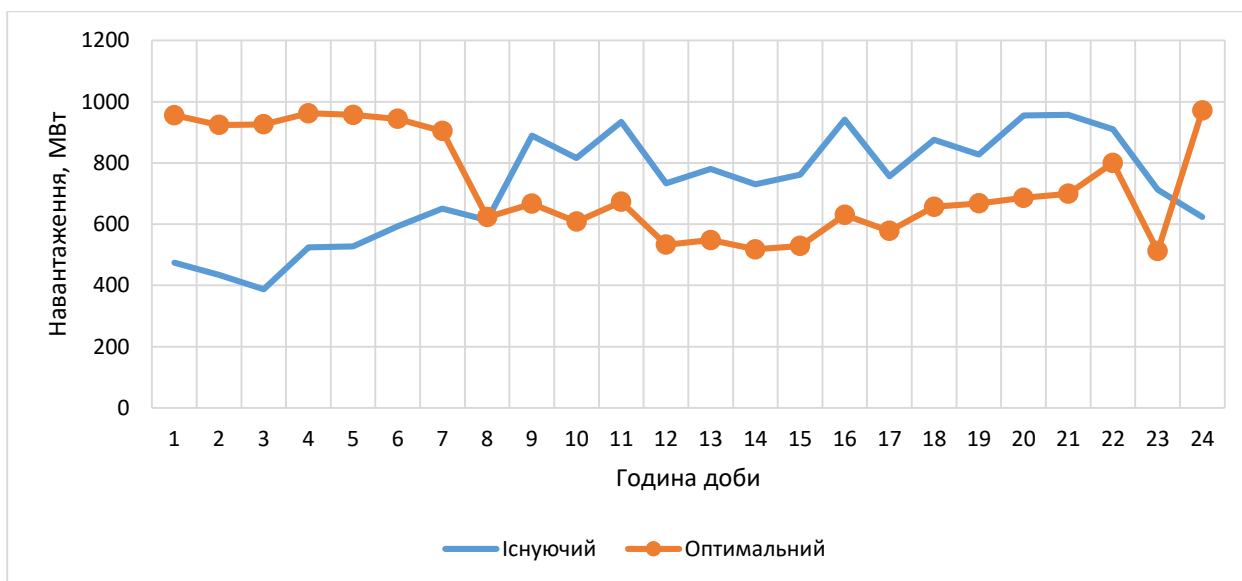


Рисунок 3.9 – Існуючий та «оптимальний» графіки навантаження побутових споживачів Дніпробленерго 21.12.2016 р.

В таблиці 3.14 наведено результати формування «оптимальних» графіків навантаження груп споживачів кожної з обленерго, що приймають участь в Проекті у зимовий режимний день 21.12.2016 року

Таблиця 3.14 – Результати формування «оптимальних» графіків навантаження груп споживачів кожної з обленерго, що приймають участь в Проекті у зимовий режимний день 21.12.2016 року

Обленерго	Група споживачів	$K_{уч.}$	$K_{розп..}$	Максимальна винагорода, млрд. грн/рік
Київобленерго	Промисловість	0,34	0,81	1,4
	Побут	0,08	0,19	0,32
Харківобленерго	Промисловість	0,65	0,64	1,56
	Побут	0,37	0,36	0,88
Днепробленерго	Промисловість	0,11	0,22	0,5
	Побут	0,41	0,78	1,84

### 3.5 Формування «меню» профілей електричного навантаження

Для побудови «меню» профілей розрахуємо за формулою 2.12 різницю електричного навантаження в кожну годину доби між оптимальним та існуючим графіком попиту споживачів на потужність на прикладі зимового режимного дня 21.12.2016 промислових споживачів Київобленерго.

$$\Delta P_{пром.1} = P_{опт.пром.1} - P_{існ.пром.1} = 240 - 152 = 88;$$

$$\Delta P_{пром.2} = 245 - 153 = 92;$$

...

$$\Delta P_{пром.24} = 235 - 153 = 82.$$

Отримані значення наведено в таблиці 3.14.

За формулою 2.13 визначаємо середню величину зміни годинних навантажень групи споживачів, що розглядаємо, за умови, що буде побудовано 3 проміжних графіка електричного навантаження.

$$\Delta P_{пром.сер.1} = \frac{\Delta P_{пром.1}}{3} = \frac{88}{3} = 29,4;$$

$$\Delta P_{пром.сер.2} = \frac{\Delta P_{пром.2}}{3} = \frac{92}{3} = 30,52;$$

$$\dots$$

$$\Delta P_{пром.сер.24} = \frac{\Delta P_{пром.24}}{3} = \frac{82}{3} = 27,44.$$

Отримані результати наведено в таблиці 3.14.

Проміжні графіки отримаємо за формулою 2.14.

$$P_{сп.пром.11} = P_{сп.існ.1} + \Delta P_{сп.сер.1} = 152 + 29,39 = 181,21;$$

$$P_{сп.пром.21} = \Delta P_{сп.пром.11} + \Delta P_{сп.сер.1} = 181,21 + 29,39 = 210,61;$$

$$P_{сп.пром.31} = P_{опт.} = \Delta P_{сп.пром.21} + \Delta P_{сп.сер.1} = 210,61 + 29,39 = 240.$$

Аналогічним чином розраховуються показники для кожної години доби. Отримані дані проміжних графіків навантаження наведено в таблиці 3.14.

Проміжні графіки навантаження промислових споживачів Київобленерго в зимовий режимний день 21.12.2016 року наведено на рисунку 3.10.

Таблиця 3.14 – Проміжні графіки навантаження промислової групи споживачів Київобленерго в зимовий режимний день 21.12.2016 року

Годин а доби	Різниця електричного навантаженн я, $\Delta P_{сп. j}$ , МВт	Середня величина зміни годинних навантажен ь, $\Delta P_{сп.сер. j}$ , МВт	Існуючий графік навантаженн я, $P_{існ. j}$ , МВт	Проміжни й графік 1, $P_{пром. 1j}$ , МВт	Проміжни й графік 2, $P_{пром. 2j}$ ,	Оптимальни й графік навантаженн я, $P_{опт. j}$
1	2	3	4	5	6	7
1	88	29,39	152	181,21	210,61	240,00
2	92	30,52	153	183,96	214,48	245,00
3	100	33,21	149	182,58	215,79	249,00
4	92	30,80	151	181,39	212,20	243,00
5	90	29,92	153	183,16	213,08	243,00
6	79	26,44	151	177,13	203,57	230,00
7	91	30,23	149	179,54	209,77	240,00

Продовження таблиці 3.14.

1	2	3	4	5	6	7
8	-21	-7,01	162	155,12	148,11	141,10
9	-70	-23,29	181	157,58	134,29	111,00
10	-91	-30,29	196	165,58	135,29	105,00
11	-99	-32,99	205	171,98	138,99	106,00
12	-71	-23,68	171	147,36	123,68	100,00
13	-91	-30,20	196	165,40	135,20	105,00
14	-100	-33,21	201	167,42	134,21	101,00
15	-99	-33,14	200	167,28	134,14	101,00
16	-96	-32,06	196	164,12	132,06	100,00
17	-92	-30,77	193	162,55	131,77	101,00
18	-68	-22,81	179	156,62	133,81	111,00
19	-60	-20,03	169	149,06	129,03	109,00
20	-50	-16,73	163	146,46	129,73	113,00
21	-50	-16,80	155	138,59	121,80	105,00
22	-49	-16,30	153	136,60	120,30	104,00
23	-50	-16,57	150	133,13	116,57	100,00
24	82	27,44	153	180,11	207,56	235,00

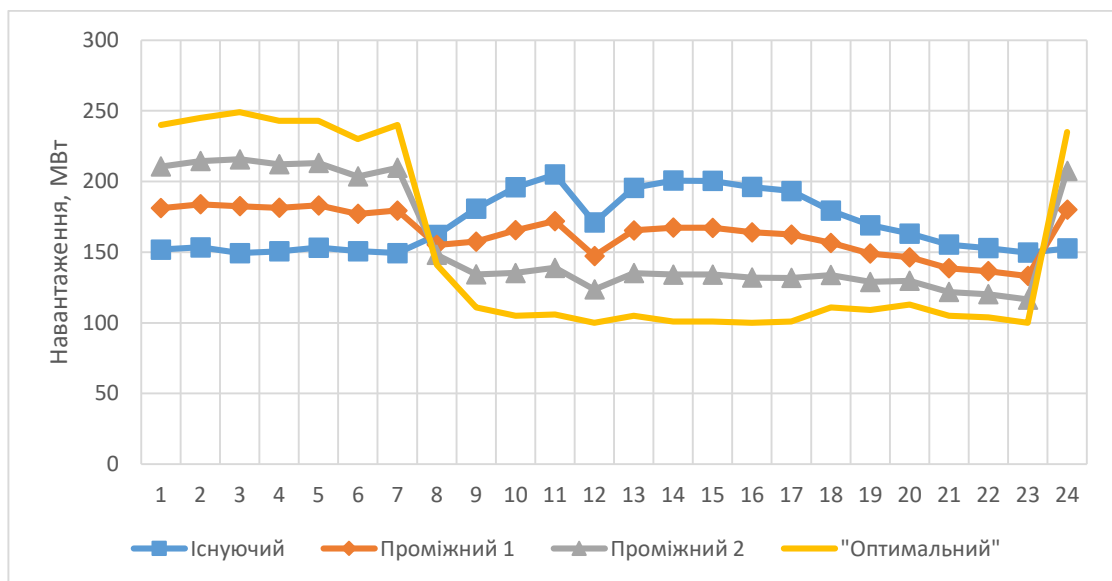


Рисунок 3.10 – Проміжні графіки навантаження промислових споживачів Київобленерго в зимовий режимний день 21.12.2016 року

Відповідно до вищенаведеного алгоритму розрахунку проміжних графіків навантаження для груп споживачів, розраховується і для інших споживачів.

Після підготовчого етапу переходять до етапу планування та аналогічним чином розраховують планові графіки навантаження, визначають максимальну винагороду відповідно планових графіків навантаження.

Наступний етап, етап остаточних розрахунків, відповідає алгоритму попередніх етапів, але відповідно до фактичних, тобто досягнутих графіків навантаження обленерго/груп споживачів, які приймають участь в Проекті. Відповідно до отриманих фактичних графіків навантаження визначають фактичну винагороду.

Проведення даних розрахунків, а саме вирішення оптимізаційної задачі, дає нам змогу побачити, якими саме повинні бути навантаження ЕПО, груп споживачів для того, щоб добовий графік навантаження енергосистеми мав найбільш оптимальну конфігурацію.

### **Висновки до розділу**

1. Отримані розрахунки, що наведені в даному розділі, доводять, що графік навантаження енергосистеми України має нерівномірний характер.
2. Виконані розрахунки щодо меж і тривалості існуючих зон доби підтверджують невідповідність існуючих потреб споживачів із встановленими межами доби НКРЕ КП.
3. Отримані розрахунки, що стосуються використання механізму адресного керування попитом споживачів на електричну потужність, дають можливість вважати запропонований механізм доцільним для практичного застосування.
4. Відповідно до результатів, можна стверджувати, що запропонований механізм, буде мати дієві стимули щодо залучення нових споживачів до вирівнювання графіка електричного навантаження енергосистеми.

#### 4 СТАРТАП-ПРОЕКТ

В даному розділі проводиться маркетинговий аналіз стартап-проекту для визначення його принципової можливості впровадження на ринку, а також можливих напрямів реалізації цього впровадження. Етапи маркетингового аналізу наведено в таблицях 4.1-4.8.

Таблиця 4.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Опис ідеї	Напрямки застосування	Вигоди до користувача
Спосіб керування режимами попиту споживачів на електричну потужність	Надання консалтингових послуг щодо використання та застосування методичних основ (Методики).	Отримання економічних винагород за виконання методичних вимог наданих компанією

Таблиця 4.2 - Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари / концепції конкурентів			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Мій проект	Конкурент 1	Конкурент 2			
1	Економічність	1	2	3	2	3	1
2	Надійність	1	2	3		2,3	1
3	Комплексність	1	2	3	3		1,2
4	Достовірність	1	2	3		1,2,3	

Таблиця 4.3 - Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Вирішення оптимізаційної задачі	Виконання розрахунків за допомогою програмного забезпечення QBasic64	наявна	доступна



Продовження таблиці 4.3

2	Формування проміжних графіків електричного навантаження	Виконання кожного з пунктів виконується за допомогою програмного забезпечення Microsoft Excel.	наявна	доступна
3	Розрахунок зниження додаткових витрат (економія)			
4	Оцінка участі кожного з учасників Проекту, визначення максимальної економії.			

Таблиця 4.4 - Характеристика потенційних клієнтів

Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до послуги
Економія витрат	Промисловість, побутові споживачі (населення)	Не відповідні режими роботи та різні об'єми споживання електричної потужності	Надання точної оцінки результатів виконання умов Проекту, супровід реалізацій Проекту компанією, що надає послуги
Вирівнювання добового графіку навантаження енергосистеми	Всі групи споживачів		

Таблиця 4.5 - Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Наявність конкурентів	Зменшення кількості учасників в Проекті	Реклама

Таблиця 4.6 - Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Новизна	Новий підхід до керування режимами споживання попиту електричної потужності	Реклама запропонованої методики
2	Структурованість та комплексність	Методика має логічний та поступовий зміст етапів впровадження	Удосконалення та постійний контроль запропонованої методики.
3	Енергоефективність	Зменшення витрат електричної енергії, тарифів на електроенергію, зменшення тривалості перерв в електропостачанні	Залучення більшої кількості споживачів до участі в Проекті

Відповідно до конкуренції на ринку, то запропонована методика має внутрішньогалузеву конкуренцію, адже здійснюється безпосередньо в енергетичній галузі України.

Запропонована методика є конкурентоспроможною, адже має ефективний стимулюючий ефект до залучення нових та потужних споживачів до прийняття участі в Проекті. Окрім цього, аналогів запропонованої методики ще не впроваджено. Методика проста у використанні, при чому, послуги, що надаються включають в себе постійний супровід кваліфікованих спеціалістів на час участі в Проекті. Вона має в собі декілька логічних етапів, які супроводжуються аргументованими висновками та рекомендаціями.

Таблиця 4.7 - SWOT - аналіз стартап-проекту

Сильні сторони	Слабкі сторони
Вирівнювання добових гарфіків електричного навантаження енергосистеми, підвищення рівня енергоефективності. Новизна проекту Простота у використанні	Великі об'єми вихідних даних Має ризики відповідно до впровадження проекту на ринку електричної енергії Необхідність у кваліфікованому персоналі
Можливості	Загрози
Широкий попит у споживачів Розвиток нормативно-правової бази	Збільшення конкуренції

Таблиця 4.8 - Вибір цільових груп потенційних споживачів

№ п/п	Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів сприйняти послуги	Орієнтовний попит в межах цільової групи (сегменту)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
1	Промислові споживачі	Помірна	Високий	Низька	Висока
2	Побутові споживачі (населення)	Помірна	Високий	Низька	Висока
3	Інші споживачі	Помірна	Високий	Низька	Висока

### Висновки до розділу

1. Запропонований проект має можливість бути впровадженим, але є певні ризики (наявність конкурентів).
2. Перспективи впровадження даного проекту достатньо великі, адже дана методика націлена на максимальне вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми, що в свою чергу є актуальною проблемою.

## ВИСНОВКИ

1. Ефективне керування попитом споживачів на електричну потужність є найбільш швидким та найменш витратним шляхом вирівнювання графіка навантаження енергосистеми.
2. Диференційовані за зонами доби тарифи, на сьогоднішній день, є одним із основних економічних способів стимулювання споживачів для досягнення помітних результатів керування режимами електроспоживання.
3. Діючі диференційовані тарифи в Україні не відповідають потребам споживачів, в наслідок чого, втратили можливості до ефективного стимулювання споживачів у вирівнюванні добових графіків навантаження, а також до залучення нових та більш потужних споживачів.
4. Розвиток ринкових механізмів керування режимами споживання електричної потужності необхідно змінювати новими більш дієвими методами та способами.
5. Альтернативним направленням є створення запропонованого механізму адресного керування режимами споживання електричної потужності, метою якого є максимально «оптимізувати» графік електричного навантаження енергосистеми, залучити якомога більше споживачів до вирівнювання існуючого графіка навантаження енергосистеми, зменшити витрати органічного палива та матеріальні витрати на вироблення електроенергії.
6. Застосування даного способу керування попитом споживачів передбачає створення нових більш дієвих стимулів до залучення споживачів та ефективного вирівнювання графіка електричного навантаження енергосистеми.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Маляренко В. А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания/ Маляренко В. А., Нечмоглод И. Е. // Світлотехніка та електроенергетика- 2011.-№ 4. - С.61-69.
2. Гущина Е.В. Повышение энергоэффективности путем регулирования режимов энергопотребления // Молодёжь и наука: Сборник материалов VI Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных [Электронный ресурс]. – Красноярск: Сибирский федеральный ун-т. – 2011. – Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2010/section13.html>
3. . Алферова Т. В. Разработка программы по расчету условий оптимального горизонтального маневрирования электрической нагрузкой с целью снижения пиковой мощности в среде DELPHI/ Алферова Т. В., Бахмутская В. В., Гуз А. Ю. // электротехника и энергетика вестник ГГТУИМ. П. О. СУХОГО -2013.-№ 3. - С.101-109.
4. Маляренко В. А. производства и потребления электроэнергии в объединенной энергосистеме Украины/ Маляренко В. А., Щербак И. Е. // Ползуновский вестник. – 2013, № 4 (2), с. 125-130. – Режим доступа: <http://new.elib.altstu.ru/journal/show/103091>
5. Гнедой Н.В. Энергетическая ситуация в Украине // Промышленная энергетика.-1998.-№5.-С.10-14.
6. Карп И.Н., Степанов А.В. Эффективность и перспективы использования природного газа в энергетике Украины // Экотехнологии и ресурсосбережение.- 1999.-№1.-С.3-9.
7. Недин И.В. Основы моделирования экономических последствий кризисных ситуаций в энергетике и решений по их нейтрализации // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы управления.- Новосибирск: Наука.- 1996.-С.111-116.

8. . Симоненко О.В., Дупак О.С., Білодід В.Д., Дубовської С.В., Базєєв Є.Т. Стан електроенергетики України // Энергетика и электрификация.-1998.-№6.-С.1-12.
9. Тонкаль В.Е., Кулик М.Н. Анализ состояния и перспективы развития электроэнергетики Украины // Проблемы энергосбережения.-1995.- №1.- С.23-32.
10. INFOline отраслевой обзор ‘электроэнергетика Украины’ 2010-2015 г
11. О.В. Згуровець, Г.П. Костенко эффективные методы управления потреблением электрической энергии // проблеми загальної енергетики -2007-№16. С.75-80.
12. Удод Є.І., Паливно-енергетичні ресурси. Перспективи України // Новини енергетики.2005. – № 1. – с. 57–61.
13. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.03.06 №145-р.
14. Корчевой Ю.П., Майстренко А.Ю., Шидловский А.К., Яцкевич С.В. Современное состояние угольных электростанций Украины и преспективы их развития // Экотехнологии и ресурсосбережение. -1996.-№3.-С.3-8.
15. Ковецкий В.М. Ковецкая М.М., Оценка маневренных возможностей электрогенерирующих установок для обеспечения качества электроэнергии //Проблемы загальної енергетики • №16/2007 С.47-53.
16. Річний звіт Укренерго за 2016 рік. Режим доступу: [https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/02/Annual-report\\_2016.pdf](https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/02/Annual-report_2016.pdf)
17. Патон Б. Помогут ли газовые турбины преодолеть Проблемы энергосистемы Украины?/ Патон Б., Халатов А.// [электронный] энергосервиснойкомпании-2009-№2. Режим доступа: [http://www.journal.esco.co.ua/2009\\_2/art025.htm](http://www.journal.esco.co.ua/2009_2/art025.htm)
18. Северин В. П. Проблема маневренности энергоблока АЭС и развитие моделей его систем управления. Северин В. П., Никулина Е. Н., Лютенко Д. А., Бобух е. Ю.// Вісник НТУ «ХП». 2014. № 61 (1103) С.24-29.

19. Савицкий С.М. выравнивание графика электропотребления в энергосистеме путем использования теплоаккумуляторов // Вісник НТУ «ХП»-2016- № 15 (1187). С. 34-37.

20. Дерзкий, В. Г. Реформирование рынка в электроэнергетике Украины и ценообразование [Текст] / В. Г. Дерзкий // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – № 11. – С. 13–29.

21. Ведь А. Н. Исследования влияния энергосистемы на стабильность и безопасность эксплуатации АЭС. Ведь А. Н., Мехед А. И., Ефимова К. М., Иокст В. О. // Ядерна та радіаційна безпека. №2(49)-2012-С.32-36.

22. Черниш Ю.В. Мировой опыт реформирования электроэнергетики //Управление экономическими системами: электронный научный журнал-2013-№11(59). Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/mirovoy-opyt-reformirovaniya-elektroenergetiki-2>

23. . Праховник, А. В. Актуальні питання управління попитом на електричну енергію та потужність/ А. В. Праховник, В. Ф. Находов, А. І. Замулко [та ін.] // Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості. — Київ, 2010, №7, с. 191 – 193.

24. Ледуховский Г.В., Борисов А.А. Об учете влияния неравномерности суточных графиков электрической нагрузки при расчете номинальных удельных расходов топлива по энергоблокам // Вестник ИГЭУ -2008-№4. - С.1-4.

25. Васильев А. А,Крючков. ИП., Наяшкова Е. Ф.Электрическая часть станций и подстанций [Текст] / : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

26. Дрьомин В.П., Костенко Г.П., Згуровец О.В. Аналіз витрат палива блоками тес і можливостей їх економії при регулюванні електроспоживання // Проблеми загальної енергетики 2008. – №17.С73-77.

27. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления.-2-е изд., перераб. и доп.-М.:Энергоатомиздат, 1986.-216с., ил.

28. Лазуренко, А. П. Определение потенциального экономического эффекта от выравнивания графиков электрической нагрузки ОЭС Украины [Текст] / А. П.

Лазуренко, Г. И. Черкашина // Міжнародний науково-технічний журнал – Світлотехніка та Електроенергетика —2009 , № 1 (17) С. 4.12. – Режим доступа: <http://eprints.kname.edu.ua/11653/>.

29. Гительман, Л. Д. Управление спросом на энергию: адаптация зарубежного опыта в России [Текст] / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников, М. В. Кожевников // Эффективное антикризисное управление. — 2013, Режим доступа: [http://www.info.e-c-m.ru/magazine/76/eau\\_76\\_207.htm](http://www.info.e-c-m.ru/magazine/76/eau_76_207.htm)

30. Находов, В. Ф. Дополнительные затраты энергосистемы на покрытие неравномерных графиков электрической нагрузки [Електронне видання] / В. Ф. Находов, А. И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д. А. Мединцева // Збірка наукових праць VIII міжнар. наук.-техн. конф. молодих дослідників, аспірантів та студентів «Енергетика. Екологія. Людина», Київ, 1–3 червня 2016 р., Київ: НТУУ «КПІ». – с. 265-269.

31. Голуб Р.Р. Развитие энергетического рынка Украины/ Голуб Р.Р., Светелик А.Д., Торнбер Х. // Тез. семинара «Инвестиционные ресурсы для стабилизации функционирования систем энергетики».-К.: Общество «Знание» Украины.-1996.-Т.2.- С.4-12.

32. Веремійчук Ю. А. Методи комплексного керування електроспоживанням в умовах реформування ринкових відносин. дис. канд. техн. наук. Захищено: 06.10.215 р. / Веремійчук Юрій Андрійович.

33. Веремійчук Ю.А. Методи комплексного керування електроспоживанням в умовах реформування ринкових відносин/Ю.А. Веремійчук // Енергетика: економіка, технології, екологія / Наук. журнал. – К. : НТУУ «КПІ», 2013. – Спеціальний випуск – С. 55– 60. 73.

34. Праховник А.В. Управление электропотреблением в новых условиях хозяйствования / в кн. «Электрические нагрузки и электропотребление в новых условиях хозяйствования».-М.: Общество «Знание» РСФСР.- 1989.-С.17-21.

35. Находов В.Ф., Замулко А.И. Экономические методы оперативного управления электрическими нагрузками.// Вісник УБЕНТЗ.-1998.-№6.-С.112-114.



36. . Полтавский Г.Я, Качев А.С., Кропотов А.В.. Экономический аспект регулирования электропотребления / Харьк. гос полит.ун-т Харьков, 1996.-10с.- Рус.-Деп. в ГНТБ Украины 12.08.96 №1653-Ук96 // Аннот. в РЖ «Энергетика».- 1997.-№4.

37. Праховник А.В., Находов В.Ф., Замулко А.И. Экономические предпосылки повышения экологической безопасности объектов энергетики/ Методические вопросы исследования больших систем энергетики//, 1995, №47, стр.172-177.

38. Новосельцев О.В. Механізм економічного стимулювання енергозбереження на підприємствах комунальної власності / О. В. Новосельцев, Т. О. Євтухова // Пробл. заг. енергетики. - 2003. - № 8. - С. 40-47.

39. Плачинда В Д. Актуальні питання використання тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу / В. Д. Плачинда, Т.В. Яровицина, А.І, Замулко, Ю.В. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит – 2010 – №9(79) – С.16 - 22

40. В.П.Калінчик. Оцінка та аналіз методів вирівнювання графіків навантаження виробничих систем / В. П. Калінчик, О. В. Скачок // Энергетика. – 2013 - №3 – С.57-63.

41. Находов В.Ф. Определение первоочередных направлений совершенствования дифференцированных тарифов на электрическую энергию/ Находов В.Ф. , Замулко А.И., Мохаммад Аль Шарари, Исаенко Ю.Н. // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2015. – №1(78). – С. 24–32.

42. Герасименко В.В. Ценовая политика фирмы. – М.: Финстатинформ, 1995.– 192 с.

43. Кальченко О.А. Цінова політика і стратегія підприємства в системі маркетингу //Сіверянський літопис. – 2003. – №4. – С.190-192.

44. . Kallio Antti Research on real - time pricing of electricity // DA / DSM Europe 94: Int. Conf. «Energy Distrib. And Demand: Elec.,Gas, District, Heat», Paris, Sept. 27-

29 1994, Book 1, Vol.1-3, Utrecht 1994.-P/365-377. // Аннот.в РЖ «Энергетика».- 1996.-№9.

45. Гордеев В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей.-М.: Энергоатомиздат, 1988. - 272с.:ил.

46. Klaus Schiess The Effect of Real Time Pricing (RTP) on Thermal Energy Storage (TES) System // Strategic Planning for Energy and the Environment.-1997.-Vol.16.-№3.-P.14-26.

47. Чекаленко М.И. Тарифы на электрическую энергию во Франции // Энергетика и электрификация.-1996.-№3.-С.34-39.

48. Безкоровайна С. В. Методологія формування цінової політики підприємства //Актуальні проблеми економіки. – 2002. – №6. – С.31 -34

49. Находов В. Ф. Анализ установленных зон суток существующих дифференцированных тарифов на электроэнергию [Текст] / В.Ф. Находов, А.И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д.А. Мединцева // В матеріалах III міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2016», Київ, 30 травня - 01 червня 2016 р., Київ: НТУУ «КПІ». – С. 82-83.

50. Находов В.Ф. Оценка влияния изменения спроса потребителей на электрическую мощность на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы [Текст] / В.Ф. Находов, А.И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д.А. Мединцева // Наукові вісті НТУУ «КПІ». – 2016. – № 1. – С.31–38.

51. Мохаммад Ібрагім Мохаммад АльШарарі. Адресне управління режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі. / 2017 // Режим доступу: <http://ela.kpi.ua/handle/123456789/19081>

52. Находов В. Ф. Оценка потенциала снижения затрат энергосистемы в результате выравнивания суточных графиков ее электрической нагрузки / В. Ф. Находов, А. И. Замулко, М. И. Аль Шарарі, В. В. Чекамова / Вісник НТУ «ХПІ» – 2016 –№4(1176) – С.21-31.